

TREBALL FI DE GRAU

Grau en Enginyeria Elèctrica

**MICROXARXA D'ALIMENTACIÓ HÍBRIDA, AMB SUPORT
FOTOVOLTAIC I GENERACIÓ DIÈSEL, PER A INSTAL·LACIONS
D'ÚS PÚBLIC AMB XARXA ELÈCTRICA FEBLE**



Volum I:

Memòria, Plànols i Annexos

Autor: Pol Guiu Llopart
Director: Robert Piqué Lopez
Convocatòria: Juny 2019





Aquesta obra està sota una llicència 3.0 Espanya de Creative Commons del tipus
Reconeixement - No comercial - Sense obres derivades

Per a veure una còpia d'aquesta llicència visiti
<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/es/> o envii una carta a Creative Commons, 559 Nathan Abbott Way, Stanford, California 94305, USA o a Creative Commons, 543 Howard Street, 5th Floor, San Francisco, California, 94105, USA.

Vostè és lliure de copiar, distribuir i comunicar públicament l'obra sota les condicions següents:

- **Reconeixement.** Heu de reconèixer els crèdits de l'obra de la manera especificada per l'autor o el llicenciador (però no d'una manera que suggereixi que us donen suport o rebeu suport per l'ús que feu l'obra).
- **No comercial.** No podeu utilitzar aquesta obra per a finalitats comercials.
- **Sense obres derivades.** No podeu alterar, transformar o generar una obra derivada d'aquesta obra.

Al reutilitzar o distribuir l'obra s'han de deixar ben clars els termes de la seva llicència.

Resum

El present document es basa en el projecte MEDSolar realitzat a Palestina, concretament a l'Hospital Universitari de An-Najah.

El contingut del projecte s'organitza en tres bloc, en primer lloc es fa una introducció general sobre l'actualitat energètica i sobre teoria de microxarxes. En el segon bloc es presenta un mètode genèric pel disseny de microxarxes de generació híbrida amb aportació fotovoltaica, que pretén ser una guia d'aplicació bàsica on s'estableixen els estàndards necessaris per aplicar-lo. I en últim terme, s'aplica el mètode en el cas pràctic del disseny d'una microxarxa de generació híbrida a l'Hospital Universitari de An-Najah a Palestina.

Cal destacar la importància del tercer bloc en el que s'aplica el mètode, i mitjançant simulacions dels fluxos de potència de la microxarxa dissenyada, es comprova el correcte funcionament i viabilitat del sistema.

El disseny de la microxarxa contempla tres objectius bàsics, el de reduir substancialment el cost energètic, el d'augmentar la seguretat i la continuïtat en el subministrament energètic i el d'evidenciar la viabilitat de la generació fotovoltaica.



Resumen

El presente documento se basa en el proyecto MEDSolar desarrollado en Palestina, concretamente en el Hospital Universitario de An-Najah.

El contenido del proyecto se organiza en tres bloques, en primer lugar se hace una introducción general sobre la actualidad energética y sobre teoría de microrredes. En el segundo bloque se presenta un método genérico para el diseño de microrredes de generación híbrida con aportación fotovoltaica, que pretende ser una guía de aplicación básica donde se establecen los estándares necesarios para aplicarlo. Y en último término, se aplica el método en el caso práctico del diseño de una microrred de generación híbrida para el Hospital Universitario de An-Najah en Palestina.

Hay que destacar la importancia del tercer bloque en el que se aplica el método, y mediante simulaciones de los flujos de potencia de la microrred diseñada, se comprueba el correcto funcionamiento y viabilidad del sistema.

El diseño de la microrred contempla tres objetivos básicos, el de reducir sustancialmente el coste energético, el de aumentar la seguridad y la continuidad en el suministro energético y el de evidenciar la viabilidad de la generación fotovoltaica.

Abstract

The present document bases at the project MEDSolar carried out in Palestine, concretely at the Hospital of An-Najah.

The content of the project is organised at three blocks, in the first place does a general introduction on the energetic actuality and of smart-grids theory. At the second bloc, a generic method for the design of smart-grids of hybrid generation with photovoltaic contribution is presented, this one pretends to be a guide of basic application and wants to establish the necessary standards to apply it. At last term, applies the method at the practical case of the design a smart-grid of hybrid generation at the Hospital of An-Najah in Palestine.

It is necessary to excel the importance of the third bloc in which one the method is applied, and by means of simulations of the micro-grid designed, the correct operation and feasibility of the system is checked.

The design of the micro-grid contemplates three basic aims, the first, to reduce substantially the energetic cost, the second, to augment the security and the continuity at the energetic supply and the last, to evidence the feasibility of the photovoltaic generation.



Agraïments

Primerament vull donar les gràcies al meu tutor, Robert Piqué, per la seva ajuda i consell, i per la seva atenció durant els quatre mesos que ha durat aquest període.

També vull agrair l'ajuda i recolzament dels meus pares, al meu germà a la meva parella i amics, que han estat amb mi i m'han ajudat a superar les complicacions que se m'han anat presentant durant el desenvolupament del projecte.

Índex

RESUM	I
RESUMEN	II
ABSTRACT	III
AGRAÏMENTS	IV
1. INTRODUCCIÓ	7
1.1. Objectius	7
1.2. Abast	8
1.3. Projecte MEDSolar	8
1.4. ISO 50001	10
1.5. Microxarxa híbrida intel·ligent	11
1.5.1. Classificació	12
2. METODOLOGIA DE DISSENY	15
2.1. Factors restrictius	15
2.1.1. Normativa	15
2.1.2. Legislació i permisos	16
2.1.3. Recursos energètics existents	16
2.1.4. Factors econòmics i mediambientals	16
2.1.5. Emplaçament i infraestructures	16
2.2. Components de la microxarxa	17
2.2.1. Sistema de gestió d'energia	17
2.2.2. Càrregues	21
2.2.3. Xarxa elèctrica	22
2.2.4. Generació elèctrica distribuïda	23
2.2.5. Instal·lació elèctrica de potència	34
2.3. Mètode dissenyat	38
3. CAS PRÀCTIC: HOSPITAL UNIVERSITARI AN-NAJAH	39
3.1. Context	39
3.1.1. Palestina	39
3.1.2. Hospital Universitari An-Najah	41
3.2. Estratègies de gestió d'energia	42

3.2.1.	Objectius	42
3.2.2.	Modes de funcionament	43
3.2.3.	Diagrames de funcionament	45
3.3.	Dimensionat de la instal·lació	48
3.3.1.	Càrregues	48
3.3.2.	Xarxa elèctrica	49
3.3.3.	Camp fotovoltaic	49
3.3.4.	Generador dièsel	63
3.3.5.	Bateries	67
3.4.	Simulacions del sistema	74
4.	ESTUDI ECONÒMIC DE LA INSTAL·LACIÓ	82
4.1.	Pressupost de la instal·lació	82
4.2.	Període d'amortització	83
5.	ESTUDI MEDIAMBIENTAL	88
5.1.	Cicle de vida	88
5.2.	Avaluació dels efectes i proposta de solucions	89
5.2.1.	Etap: Vida útil	89
5.2.2.	Etap: Final de vida útil	90
5.3.	Alternatives proposades	90
	CONCLUSIONS	91
	BIBLIOGRAFIA	93
	ANNEXOS	95
	ANNEX A. Període d'amortització	95
	ANNEX B. Plànols de la instal·lació dissenyada	98

1. Introducció

D'ençà que la humanitat va descobrir l'electricitat, la necessitat d'aquesta en tots els aspectes de la vida ha anat en augment, tant és així que el consum, i en conseqüència, la generació, s'han multiplicat en les últimes dècades [1].

Avui dia, el model energètic present a la majoria de països es basa en la producció centralitzada d'aquest recurs, que consisteix en grans centrals energètiques amb molta capacitat de generació però allunyades de les fonts de consum, amb els inconvenients que això comporta, entre altres, la reducció del rendiment, a causa del transport energètic i de la manca de control i ajust entre la producció i el consum. D'altra banda, aquest tipus de generació té com a principal recurs els combustibles fòssils, produint, de manera centralitzada, grans quantitats de gasos d'efecte hivernacle i altres factors causants del canvi climàtic.

Cal remarcar també els efectes negatius que té aquest model energètic sobre els països en vies de desenvolupament, que no tenen recursos ni per aconseguir els combustibles fòssils en la mesura en la que els necessiten ni tampoc per construir les infraestructures necessàries per la generació, generant inseguretat energètica i afectant el creixement econòmic de la regió.

Com a conseqüència de les restriccions i efectes negatius, actualment el model energètic s'està dirigint cap a la generació a partir de fonts d'energia renovable, que cada vegada tenen més pes en el còmput mundial i que permet als països ser més independents energèticament dels productors dels combustibles fòssils. A causa de l'increment del nombre de centrals renovables, s'està començant a implementar la generació distribuïda, que consisteix en instal·lar les fons generadores a una distància relativament reduïda del consum i que permet controlar de manera més eficient de la producció.

Tots els fets esmentats i el canvi que s'està donant els últims anys condueixen a l'ús d'un nou model energètic basat en la implementació del que es coneix com a microxarxa híbrida intel·ligent, objecte principal d'aquest treball.

1.1. Objectius

L'objectiu del present projecte és el d'elaborar un mètode de disseny d'una microxarxa de generació híbrida i posar-lo en pràctica, aplicant-lo a un hospital de Palestina.

La definició del mètode de disseny passa, primerament, per la documentació i posterior descripció de les tipologies i components d'una microxarxa, per tal de conèixer amb suficient profunditat les



opcions que dona el mercat actual i per poder aplicar el mètode amb consistència i raons fonamentades, a més de donar al lector els fonaments teòrics bàsics.

La finalitat final del treball és la d'aplicar el mètode elaborat portant a terme el disseny d'una microxarxa per un hospital de Palestina, basada en el projecte MEDSolar, explicat en aquest mateix document, i comprovar els resultats i la funcionalitat del mètode mitjançant simulacions. Els objectius d'implementar microxarxes de generació híbrida hauran de quedar patents en els resultats obtinguts. Aquests són, com ja s'ha comentat, l'augment de l'autonomia i seguretat energètica, l'augment de l'eficiència i la reducció del consum de combustible fòssils.

Forma part també de l'objectiu del projecte la demostració dels coneixements adquirits al llarg del Grau d'Enginyeria, en aquest cas, d'especialitat elèctrica. Per aconseguir això s'ha considerat adequat fer el disseny d'un sistema que incorpora generació, transport, consum i gestió de l'energia.

1.2. Abast

L'abast d'aquest projecte queda definit dins els límits d'un Treball Fi de Grau. No s'ha pogut dur a terme el projecte dissenyat ni visitar les instal·lacions on s'implementaria. Així doncs, es definiran teòricament tots els aspectes necessaris per dur a terme l'objecte del treball.

Queda dins l'abast del present projecte la definició d'un mètode de disseny estàndard per microxarxes de generació híbrida, solar i amb generadors dièsel, el dimensionat del camp fotovoltaic i el banc de bateries, l'elecció d'un grup electrogen adequat per l'aplicació objecte d'estudi, el càlcul i disseny del sistema de distribució, el sistema de protecció i una posta a terra independent de la existent i l'elecció de les polítiques energètiques implementades en el sistema.

No es contempla la tasca de programar el sistema de gestió d'energia que, tot i que és una part fonamental pel correcte funcionament de la microxarxa, queda fora de l'abast i dels objectius del projecte. Tampoc és objecte d'estudi la instal·lació elèctrica interior de l'edifici.

1.3. Projecte MEDSolar

El present document s'emmarca en el projecte MEDSolar, de les sigles en Anglès *Machrek Energy Development- Solar*, que va ser un projecte de caire energètic vinculat al *Programa Multilateral de Cooperación Transfronteriza en la Cuenca Mediterranea (CBCMED)* format per 14 països participants: Palestina, Xipre, Egipte, França, Grècia, Israel, Itàlia, Jordània, Líban, Malta, Tunísia, Portugal, Espanya i Síria, i el soci i líder principal del projecte va ser la empresa Espanyola Trama Tecnoambiental. El pressupost inicial del projecte van ser 3,02 milions d'euros [2] .

A l'àrea del Mashrek, concretament als països del Líban, Palestina i Jordània, segons dades recaptades per la IFC (*International Finance Corporation*) [3], hi ha talls en el subministrament que impedeixen el correcte desenvolupament, tant de les activitats industrials com de la vida quotidiana dels ciutadans que hi habiten. D'altra banda, aquests talls, que difereixen a les tres regions en freqüència i durada, generen un alt cost econòmic i ambiental, ja que susciten la necessitat d'utilitzar generadors dièsel i comprar, per una banda, recursos energètics com petroli, i per altra banda, energia a països veïns per intentar mantenir uns nivells mínims en el subministrament elèctric.

A causa de les condicions existents a la xarxa elèctrica del Mashrek, i a partir del projecte MEDSolar es va proposar corregir aquestes irregularitats definint com a objectius principals del projecte els següents punts [4]:

- Reducció de l'emissió de gasos contaminats produïts pels combustibles fòssils.
- Reducció de l'import a les factures d'electricitat nacionals.
- Augment de la seguretat elèctrica en els organismes públics i privats.
- Augment de la capacitat de producció de les Pimes.

Atès que el projecte parteix d'unes condicions existents, com per exemple edificis ja construïts i sistema de càrregues establert, els dos condicionants més importants són:

- Aprofitament de les infraestructures existents
- Disseny del HES basat en equips comercials

És important remarcar la importància del projecte alhora de fer patent la viabilitat econòmica d'aquest tipus d'instal·lacions per tal que altres entitats hi inverteixin i es generi una millora real en la qualitat de la xarxa elèctrica dels tres països.

Per complir amb aquestes fites i condicions el sistema proposat és un sistema de generació híbrid, el que en anglès es coneix com un *Hybrid Energy Sistem (HES)*, que compti amb generació fotovoltaica, generació dièsel, connexió a la xarxa elèctrica i un sistema de bateries, així com un sistema de càrregues que pot estar subdividit o no en càrregues prioritàries i no prioritàries i, per acabar, un grup d'inversors.

Tenint en compte que en un HES hi ha d'haver certa interacció entre cadascuna de les parts constituents es proposa l'ús d'un sistema de gestió d'energia, el funcionament del qual es regula a la norma internacional ISO 50001 [5].

1.4. ISO 50001

Com ja s'ha comentat anteriorment, és un dels objectius del projecte MEDSolar la reducció de l'emissió de gasos contaminants per contribuir, d'aquesta manera, en la millora mediambiental respecte al model energètic actual. És per això que es considera necessari tenir en compte el que dicta la norma ISO 50001 que regula el funcionament de tot sistema de gestió d'energia (SGE), de l'anglès, "Energy Managment Sistem" (EMS), establert en qualsevol organisme, sigui aquest públic o privat i sense importar la funció que dugui a terme.

La norma determina un seguit d'instruccions i processos a seguir pel correcte desenvolupament i continua millora dels sistemes energètics. Així doncs, la funció principal de la ISO 50001 és la d'establir els sistemes i processos necessaris per millorar el desenvolupament energètic. Tot aquest seguit de passos i normes té com a conseqüència directa la reducció del consum d'energia, per, d'aquesta manera, disminuir la generació de gasos d'efecte hivernacle i altres impactes mediambientals, així com el cost de energètic final.

Especifica els requisits d'un sistema de gestió d'energia a partir del qual es pot establir una política energètica i implementar els objectius i els plans d'acció necessaris per disminuir el consum i el cost de l'energia d'una organització. Això ho fa des de la concepció del sistema energètic, el disseny, i al llarg de tota la vida útil d'aquest, fent millores contínues mitjançant quatre passos bàsics que es defineixen a continuació:

- Planificar: dur a terme la revisió energètica i establir la línia de base i els indicadors energètics, així com els objectius i els plans d'acció necessaris per aconseguir les millores en el desenvolupament energètic.
- Fer: implementar els plans de gestió d'energia.
- Verificar: controlar els processos i les característiques clau d'operació que determinen el consum energètic en relació als objectius de l'organització i informar dels resultats.
- Actuar: prendre decisions per millorar l'acompliment energètic i el SGE.

És important entendre que aquesta norma es pot aplicar a tot tipus d'organització, independentment de la mida, condicions geogràfiques, socials i culturals i independentment també del tipus d'energia utilitzada, per tant es podrà aplicar en el cas d'estudi per tal de millorar l'eficiència energètica.

A la Figura 1.1 es pot veure el sistema d'actuació que estableix la norma per tal d'obtenir, a partir d'una política energètica determinada, millores contínues aplicant accions correctives i seguint uns objectius finals, que poden canviar o no amb el temps.

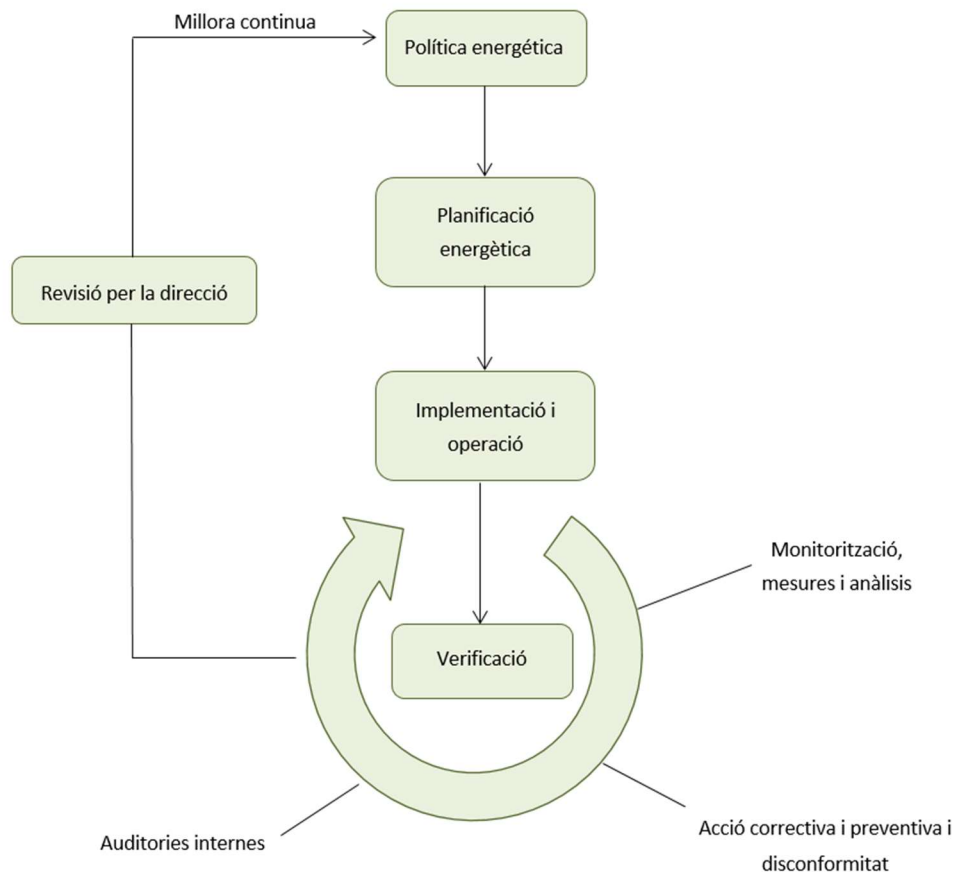


Figura 1.1. Model del sistema de gestió d'energia segons la ISO 50001. [6]

Cadascun dels elements del diagrama de la Figura 1.1 es descriuen al document de la ISO 50001, així com els seus objectius i obligacions per assegurar el correcte funcionament del EMS.

1.5. Microxarxa híbrida intel·ligent

En la majoria dels casos, el sistema energètic actual es basa en grans busos de distribució d'energia elèctrica connectats a centrals elèctriques de gran capacitat. Aquest sistema de generació i distribució evidencia diversos inconvenients en el seu funcionament, entre altres, baixa eficiència i impacte mediambiental elevat, alts costos de manteniment i renovació de les tecnologies, tant a la generació com a la distribució, així com gran dificultat per alimentar sistemes aïllats o molt allunyats de les centrals. Per aquesta raó, en molts casos, és més eficient crear sistemes relativament petits amb poc sistema de distribució i generació distribuïda [5]. Per aconseguir això s'introdueix generació distribuïda (*Distributed Generation*, DG) a un sistema ja existent, o a un sistema d'obra nova. Considerant que la generació distribuïda, a diferència de la generació centralitzada, es dissenya, normalment, per alimentar un sistema de càrregues molt concret i s'ajusta molt al consum que haurà d'alimentar, és convenient implementar control dels fluxos de potència (*Power Flow Control*, PFC) per conèixer els consums i la generació de cada

component, i sistemes d'emmagatzematge d'energia (*Energy Storage Systems*, ESS) per tenir reserves d'energia en cas que alguna de les fonts, per ser de naturalesa renovable, redueixi la seva capacitat de generació durant un temps determinat, com pot passar amb l'energia fotovoltaica o la eòlica [5]. Els sistemes compostos per aquestes tres parts fonamentals reben el nom de Microxarxes.

Com ja s'ha comentat a l'apartat 1.3 d'aquest document, la interacció entre les diferents parts constituents d'una microxarxa és recomanable a fi d'assegurar el correcte funcionament d'aquesta. Per aquest fet, és necessària la implementació del EMS, format normalment per un SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition System*) i un CIM (*Computer-Integrated Manufacturing*). Al implementar aquests dos sistemes a una microxarxa se l'anomena Microxarxa Intel·ligent (*Smart Micro Grid*, SMG) i en millora el funcionament i el rendiment, permetent variar el comportament del sistema en funció de les necessitats de cada moment o en predicció de futures condicions.

Si a la generació de la SMG hi intervenen una o més fonts renovables i generació dièsel és coneix al sistema pel nom de Microxarxa Híbrida Intel·ligent (*Híbrid Smart Micro Grid* - HSMG) [7].

1.5.1. Classificació

Les diferents tipologies de HSMG es poden classificar segons molts criteris. En aquest document es contemplen les classificacions, segons el tipus de generació i segons el tipus de bus de distribució del que es faci ús.

Depenent de la combinació de fonts de generació que es dissenyi per a la microxarxa es poden diferenciar [8]:

- Sistemes híbrids amb generador fotovoltaic i generador dièsel
- Sistemes híbrids amb generador fotovoltaic, generador eòlic i generador dièsel
- Sistemes híbrids amb generador fotovoltaic i generador eòlic
- Sistemes híbrids amb generador fotovoltaic, generador eòlic, generador dièsel i generació hidràulica.
- Sistemes híbrids amb generador fotovoltaic i generador de pila de combustible
- Sistemes híbrids amb generador fotovoltaic, generador de pila de combustible i generador electrolític
- Sistemes híbrids amb generador fotovoltaic, generador eòlic i generador de pila de combustible

Aquestes són les combinacions més comuns, tot i que existeixen d'altres. En el present projecte únicament es farà ús del sistema amb generació híbrida format per generació fotovoltaica i

generació dièsel amb connexió a la xarxa, ja que per les característiques de la regió del Mashrek es considera la combinació més eficient.

D'altra banda, segons el tipus de bus de distribució escollit es poden diferenciar tres configuracions:

- Sistemes amb bus DC: El subministrament d'energia elèctrica es fa a partir d'un bus de DC. Mitjançant l'ús de rectificadors i inversors es fa el canvi de AC a DC i de DC a AC respectivament. Aquesta configuració té un control molt basic i s'utilitza per sistemes amb poca demanda energètica. L'esquema es pot veure a la Figura 1.2.

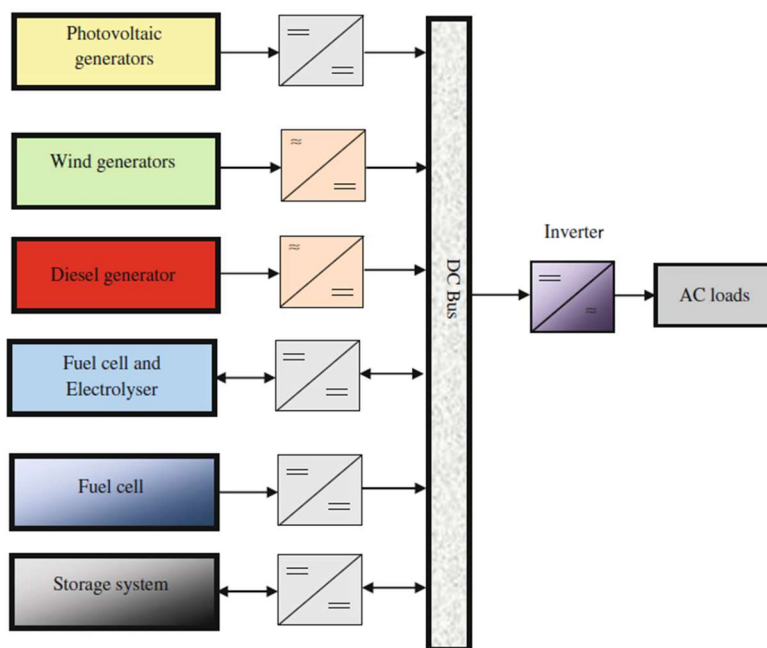


Figura 1.2. Configuració d'un sistema híbrid amb bus DC. [8]

- Sistemes amb bus AC : Com es pot veure a la Figura 1.3, en aquest cas el bus de distribució és un bus de corrent altern. Amb aquesta configuració s'obté més flexibilitat en la connexió de fonts d'energia gràcies a que, depenent de la demanda, aquestes es poden connectar o desconectar segons necessitats. A causa de la versatilitat que aporta aquest tipus de connexió entre les fonts d'energia, la dificultat en el disseny del sistema s'incrementa ja que s'han de sincronitzar les potències per assegurar un correcte funcionament. Així doncs, amb aquesta distribució s'aconsegueix reduir el dimensionat de les fonts i del sistema de bateries mantenint el mateix subministrament de potència que en la configuració amb bus DC. L'eficiència també es veu incrementada amb la consegüent reducció de l'efecte en el medi ambient que pugui tenir la instal·lació.

- Sistemes amb bus DC/AC: Amb aquesta distribució s'obté més versatilitat en la interconnexió entre les fonts d'energia i el sistema de càrregues aconseguint, d'aquesta manera, augmentar l'eficiència en el funcionament rebaixant el dimensionat de les parts constituents. De la mateixa manera que en el cas anterior l'increment de la maniobrabilitat en la connexió de les fonts es veu reflectit en una implementació encara més complexa del sistema de manera que repercuteix en el preu final del disseny.

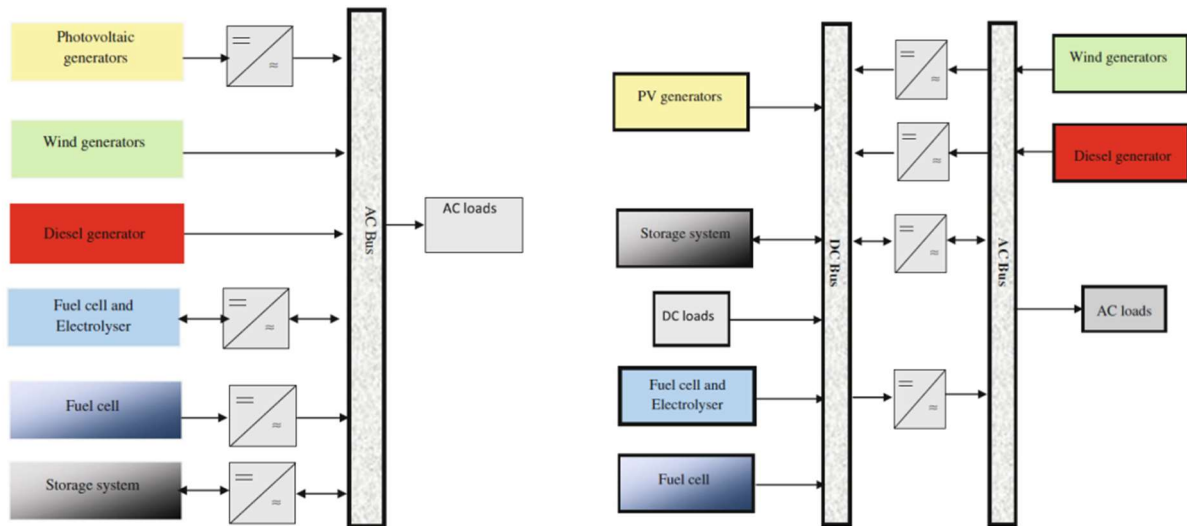


Figura 1.3. Configuració d'un sistema híbrid amb bus AC i busos DC/AC a l'esquerra i a la dreta respectivament. [8]

S'utilitzarà una tipologia o una altra depenent de les necessitats dels consums, si aquests s'alimenten amb corrent continu o amb corrent altern. La elecció també depèn dels recursos per implementar la microxarxa, atès que la complexitat incrementa en funció de si el sistema es compon per dues o més fonts de generació. A més, les microxarxes poden tenir dos modes d'operació, poden funcionar connectades o desconnectades de la xarxa de distribució pública, i això restringeix el mètode de disseny.

2. Metodologia de disseny

A fi de dissenyar de manera eficient la microxarxa es presenten, en aquest capítol, consideracions bàsiques a tenir en compte, finalitat i funcionalitats de la microxarxa, així com la definició d'un mètode de disseny a seguir.

Per aconseguir les fites proposades al projecte MEDSolar i per les característiques dels països on es va desenvolupar aquest, es va proposar el desenvolupament de diversos projectes de caire energètic. Aquests es basaven en el disseny i posada en marxa de microxarxes de generació híbrida, amb suport fotovoltaic i generació dièsel. Així doncs, per la realització d'aquest projecte es realitzarà també el disseny d'una microxarxa amb aquestes dues components de generació distribuïda. D'aquesta manera, les pautes i el mètode de disseny estaran contextualitzats en l'àmbit d'aquesta tipologia de sistemes.

2.1. Factors restrictius

Per tal respectar la normativa i les directrius nacionals i internacionals que siguin d'aplicació en el cas objecte d'estudi, a continuació es definiran una sèrie de factors que, d'alguna manera restringeixen i determinen el dimensionat de la microxarxa.

2.1.1. Normativa

Per dur a terme el disseny de la instal·lació s'haurà de respectar la normativa que sigui d'aplicació en cada un de les components d'aquesta, com poden ser les proteccions, el cablejat, les limitacions en les pèrdues i per tant, els rendiments mínims, entre altres. A Espanya, la normativa per instal·lacions elèctriques es recull al *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión* (REBT), a la norma UNE HD 60.364 i al *Código Técnico de la Edificación* (CTE). Així doncs, i degut a que la normativa Espanyola és més restrictiva en termes de seguretat que la de la zona del Mashreck, en aquest projecte s'aplicaran principalment les restriccions definides per aquests reglament.

En el camp del disseny de generadors fotovoltaics és de gran interès, i molt utilitzada per la majoria d'instal·ladors, la guia Alemanya VDE-AR-N 4105:2011-0 que regula la connexió de sistemes de producció distribuïda en generació fotovoltaica, així com també ho és l'estàndard EN 50160 que dicta els límits dels valors característics (freqüència, voltatge, harmònics...) de les xarxes de mitja i baixa tensió. D'altra banda, la mesura d'aquests paràmetres es regula amb l'estàndard IEC 61000-4-30 que determina com s'han de mesurar els paràmetres de la xarxa perquè aquests valors siguin fiables. [9]

2.1.2. Legislació i permisos

Si s'aprova el projecte, per dur a terme l'obra que permeti implementar les instal·lacions dissenyades, es necessita el vist i plau de la propietat, així com l'aprovació del pressupost, la llicència d'obra, sol·licitud a la empresa subministradora d'electricitat per fer la connexió a la xarxa, entre altres tràmits de caràcter administratiu i que, depenent de l'emplaçament de la obra seran més o menys restrictius.

2.1.3. Recursos energètics existents

És important tenir en compte les característiques energètiques de l'emplaçament de la microxarxa per tal de dimensionar correctament les parts constituents, entre altres s'han de tenir en compte els següents aspectes. Primerament, la fiabilitat i feblesa de la xarxa elèctrica de distribució així com les tarifes energètiques que s'apliquen. També s'han de considerar les característiques de radiació de l'emplaçament (nivell de radiació, nuvolositat...) així com la superfície, en la qual s'hauran d'instal·lar el camp fotovoltaic i el camp de bateries, i la qualitat d'aquesta. A més, atès que el projecte es durà a terme en un edifici que compta amb instal·lació elèctrica funcionant actualment, s'haurà de contemplar la disponibilitat o no de grups electrògens existents, les característiques d'aquest si n'hi hagués i el preu del combustible.

2.1.4. Factors econòmics i mediambientals

En el marc del disseny, s'ha de considerar la importància mediambiental i econòmica del projecte i tenir en compte les dues parts per tal de respectar els límits dels dos factors. Com en tots els projectes el factor econòmic té una importància decisiva així com, en el cas objecte d'estudi, el factor mediambiental. És per això que al finalitzar el disseny, és important fer un estudi econòmic i un estudi ambiental, per tal de comprovar la viabilitat del projecte.

2.1.5. Emplaçament i infraestructures

Com ja s'ha comentat anteriorment, és essencial tenir en compte la qualitat de la superfície, s'ha de conèixer el terreny en el que es vol construir, ja sigui per qüestions de disseny (dimensionat de les fonts), per qüestions de seguretat (disseny de la posta a terra) o per impediments físics (arbrat, roques...).

A més, el disseny de les noves instal·lacions s'haurà d'adaptar a les infraestructures, edificis i altres instal·lacions existents per tal de complementar el seu funcionament, de manera que s'hagi de fer el mínim de canvis possibles per no encarir el cost de la instal·lació.

2.2. Components de la microxarxa

A continuació es procedirà a definir cadascuna de les parts, tant de hardware com de software, que constitueixen la microxarxa, així com la seva metodologia de disseny. Per il·lustrar els components del sistema s'adjunta la Figura 2.1.

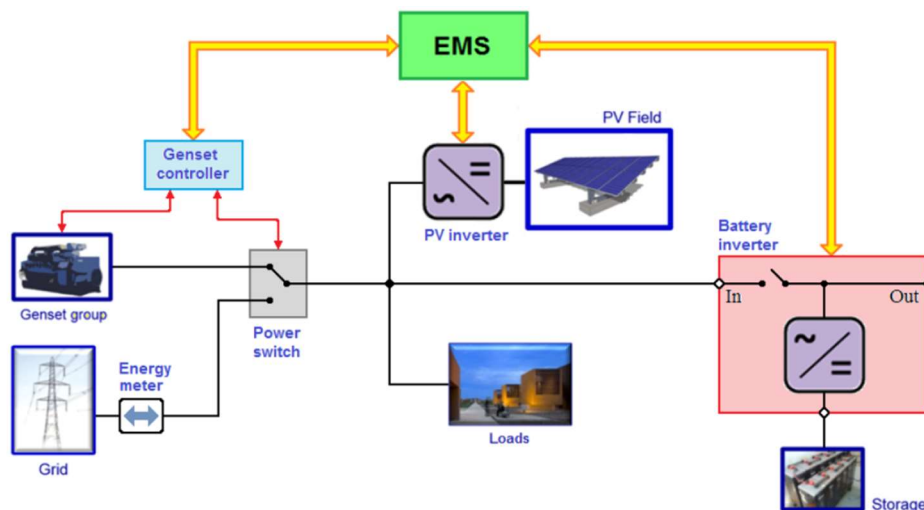


Figura 2.1. Arquitectura de la microxarxa proposada pel projecte a Palestina. [10]

2.2.1. Sistema de gestió d'energia

Per optimitzar el funcionament de la microxarxa i dur a terme una política energètica determinada, es necessita un sistema de gestió d'energia que controli, en major o menor grau, la generació, l'ús de l'energia i els fluxos de potència. El dimensionat de la instal·lació dependrà, en gran mesura de les estratègies de gestió definides a l'EMS. A continuació es defineixen les característiques bàsiques d'aquest sistema.

Generalment tot sistema de gestió d'energia s'estructura en diversos nivells jeràrquics, en els quals s'implementen una sèrie d'ordres que definiran el comportament de la microxarxa.

En el cas objecte d'estudi, i com es pot veure a la Figura 2.2., els tres nivells que conformen el sistema de gestió són l'operacional, el tàctic i l'estratègic. Cada nivell té unes característiques i funcions determinades.

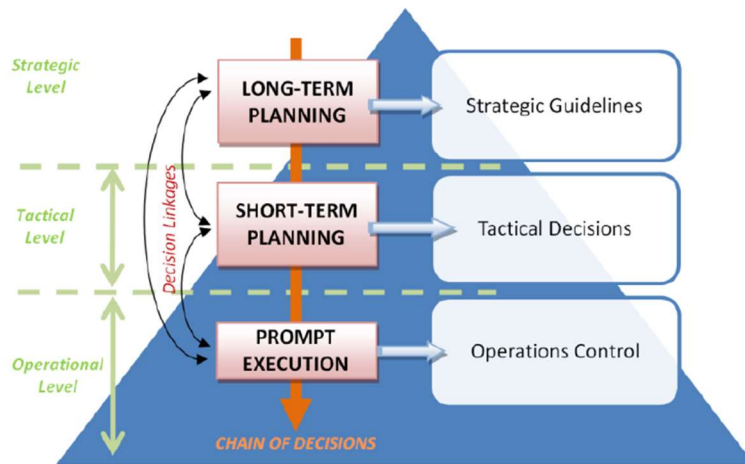


Figura 2.2. Diagrama representatiu dels nivells jeràrquics del sistema de gestió d'energia. [4]

Nivell operacional

És l'encarregat de dur a terme les ordres dels nivells superiors directament sobre el sistema físic, i s'ha de tenir en compte que les possibilitats d'operació d'aquest nivell varien en funció de les característiques tècniques dels components escollits. Les parts físiques programables del nivell operacional en el sistema objecte d'estudi, acostumen a ser l'inversor d'energia fotovoltaica, l'inversor de bateries, el generador dièsel i l'interruptor de selecció del generador AC.

Nivell tàctic

Amb la informació provinent dels equips físics que conformen la microxarxa, es fa automàticament un balanç de fluxos de potència. Aquest balanç s'utilitza al nivell tàctic per gestionar les potències generades i consumides per tal de minimitzar les pèrdues. Amb les ordres generades en aquest nivell es programen les variables del nivell inferior i d'aquesta manera es garanteix el compliment d'una determinada funcionalitat, com per exemple:

- Gestió de consums prioritaris.
- Gestió de puntes de demanda (*peak shaving*).
- Estalvi de combustible (*fuel saving*).
- Limitació del corrent de càrrega de bateries.
- Limitació de la potència entregada pel generador FV.

Nivell estratègic

En aquest nivell s'implementen les estratègies de gestió d'energia tenint en compte factors externs al sistema, però que en poden fer variar el consum y el cost. Alguns d'aquests factors són, el preu de l'energia en un moment determinat, el preu del combustible dels generadors, el

consum establir a les diferents franges horàries i la producció fotovoltaica en el transcurs d'un període de temps.

Cada nivell donarà unes ordres o unes altres en funció de les funcionalitats i objectius del EMS, influint en les connexions del sistema o en els paràmetres programables dels components físics d'aquest, com s'indica a la següent figura:



Figura 2.3. Arquitectura del EMS de la microxarxa. [4]

2.2.1.1. Estratègies de gestió d'energia

Atès que moltes de les funcions del EMS les porta a terme el nivell operacional, les ordres que vinguin dels nivells superiors es veuran lligades a les funcions que es puguin o no implementar en aquest. Així doncs, per dissenyar el sistema, abans s'han de definir les funcionalitats que s'implementaran, per poder escollir els components físics més adients per les aplicacions desitjades.

En aquest projecte s'ha decidit implementar tres estratègies entre les diverses que pot dur a terme el sistema de gestió d'energia. El funcionament bàsic d'aquestes s'explica a continuació, així com la funció de *Spinning Reserve*, que no s'aplicarà en aquest cas però es considera de molta utilitat en alguns casos.

Gestió de càrregues crítiques

Consisteix en dividir les càrregues en dos o més grups diferenciats, depenent de la importància d'aquestes. En tots els edificis o sistemes elèctrics sempre hi ha càrregues de més o menys importància. Considerant aquestes necessitats, el més adequat és assegurar el subministrament elèctric de les càrregues prioritàries en la mesura del possible. Aquesta funció s'incorpora a

l'inversor de les bateries, que té dues sortides diferenciades, una per càrregues crítiques i l'altre per càrregues no crítiques, i mitjançant interruptors de desconexió. Si hi ha un tall en el subministrament de la xarxa, la sortida que alimenta càrregues no crítiques es desconnecta i les bateries, el grup electrogen o el sistema fotovoltaic alimenten les càrregues crítiques.

Gestió de puntes de demanda

Com el nom indica, aquest mode de funcionament té per objectiu reduir les puntes de demanda energètiques que es poden generar i que poden causar un consum de l'electricitat provinent de la xarxa excessiu. Es fixa un punt de potència de consum de xarxa màxim i amb l'ús de les bateries i del camp fotovoltaic s'impedeix que es sobrepassi. En el cas que el consum de les càrregues sigui inferior que el fixat com punt màxim, el camp fotovoltaic injectarà energia minimitzant els costos, però les bateries romandran desconnectades per disposar de la màxima càrrega en cas de necessitat. L'equació 2.1. defineix l'energia entregada per les bateries P_{out} .

$$P_{out} = \begin{cases} 0 & \text{if } P_{grid} < P_{max} \\ P_{load} - (P_{max} + P_{PV}) & \text{if } P_{grid} > P_{max} \end{cases} \quad (2.1)$$

Amb aquesta equació es determinarà la potència requerida de les bateries (P_{out}) amb una potència de *peak shaving* ($P_{màx}$), una potència de generació fotovoltaica (P_{PV}) i una càrrega (P_{load}) determinades.

Limitació en el consum de combustible

Aquesta estratègia es basa en la reducció del consum de combustibles fòssils mitjançant l'ús d'energies alternatives. En el sistema a dissenyar es connectarà el grup electrogen quan la xarxa no estigui disponible. En aquest mode de funcionament es farà ús de la generació per fotovoltaica o de les bateries per tal de reduir el consum del generador dièsel, tenint en compte que aquest ha de funcionar dins uns límits determinats pel fabricant. Així doncs, la implementació d'aquesta funcionalitat s'ha de dur a terme d'una forma controlada per que el rendiment sigui òptim i no es disminueixi el temps de vida del grup electrogen. Els fluxos de potència en aquest mode venen donats per la següent equació:

$$P_{PV} = \begin{cases} P_{MPP} & \text{if } P_{gen} > 0,3 \cdot P_N \\ P_{load} - 0,3 \cdot P_N & \text{if } P_{gen} < 0,3 \cdot P_N \end{cases} \quad (2.2)$$

En aquesta expressió es fixa el funcionament mínim del generador dièsel (P_{gen}) en un 30 % de la seva potència nominal (P_N) i la font de regulació de consum dièsel és la producció fotovoltaica (P_{PV}) que pot estar regulada o pot funcionar en el punt de màxima potència (P_{MPP}).

Spinning reserve (SR)

Aquest funció es podrà implementar sempre i quant en el sistema hi hagi dos o més generadors dièsel connectats, ja que es basa en la connexió d'un generador addicional en el cas que hi hagi un pic sobtat en la demanda energètica. Aquesta estratègia assegura el funcionament dels generadors en el seu punt òptim de treball.

En aquest projecte no s'implementarà, però es una funcionalitat molt útil en el cas que a la instal·lació hi hagi dos o més grups electrògens i l'alimentació de les càrregues depengui de la correcta coordinació en el funcionament d'aquests.

Aquestes són algunes de les funcionalitats que es poden implementar en el sistema de gestió d'energia d'una microxarxa si s'escullen els elements físics que permetin fer-ho i es programen adequadament els nivells mencionats.

2.2.1.2. Modes de funcionament

Una vegada determinades les estratègies d'estalvi, es definiran els possibles modes de funcionament de la microxarxa, això vol dir, les possibles connexions entre les components i els fluxos de potència per cada connexió.

Per fer això es farà ús de la taula de connexions, diferenciant dos possibles estats per cada component, la connexió o la desconexió d'aquests. Amb els estats poc factibles o impossibles descartats es definirà la taula de fluxos de potència, que té en compte el flux de la energia per cada un dels estats possibles. Al tractar-se d'una xarxa amb generació híbrida hi ha components que poden generar energia (grup electrogen, camp fotovoltaic), altres que únicament poden absorbir-la (càrregues) i altres que poden entregar i absorbir energia (xarxa i bateries).

2.2.2. Càrregues

Per dimensionar la instal·lació és de vital importància definir les necessitats del client. En aquest cas, l'objecte principal del projecte és proporcionar energia elèctrica contínua i de qualitat a un conjunt de càrregues. Així doncs, s'haurà de determinar el perfil de consum de la instal·lació per conèixer les necessitats energètiques que cal satisfer.

En el cas objecte d'estudi es contemplarà, a més del perfil de consum, la prioritat de les càrregues de la instal·lació. A conseqüència de la situació de l'emplaçament, és segur que la instal·lació no tindrà accés continu a la xarxa, per consegüent, és interessant determinar un conjunt de càrregues prioritàries que, en cas de no tenir accés a la xarxa s'alimentaran amb fonts d'energia alternatives.

2.2.3. Xarxa elèctrica

La xarxa elèctrica es pot representar com un generador de potència infinita, que amb una potència contractada determinada, permet alimentar les càrregues necessàries. Tot i que al Mashreck, com ja s'ha comentat, hi ha talls freqüents en el subministrament elèctric.

Tota xarxa elèctrica consta de diferents elements, cadascun encarregat d'una funció determinada. A la Figura 2.4. es poden veure les parts fonamentals de la xarxa elèctrica, des de la generació fins el consum, passant pel transport i la distribució.

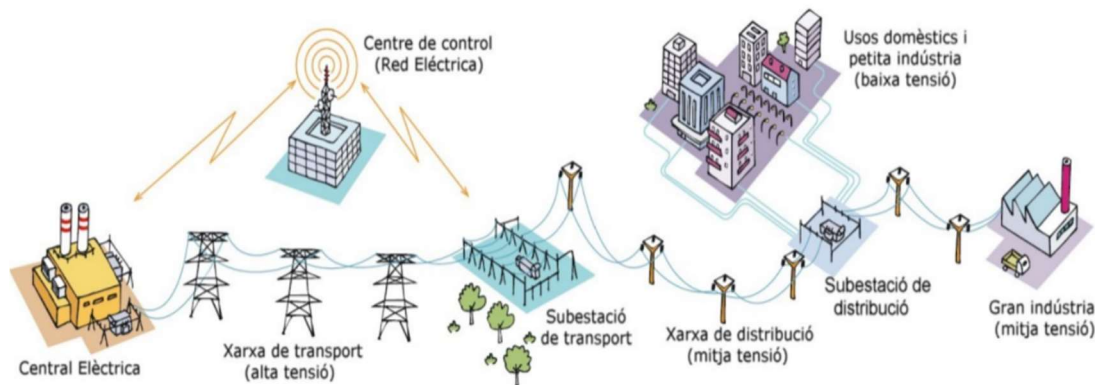


Figura 2.4. Components de la xarxa elèctrica. [11]

Les característiques que defineixen el comportament de la xarxa i el mode de connectar-se a aquesta són principalment, la potència nominal, la freqüència i el nombre de fases. També s'ha de tenir en compte l'esquema de distribució de la xarxa elèctrica per la determinació de les característiques dels instruments de protecció. Els esquemes de distribució, definits a la ITC-BT-8, poden ser [12]:

- **Esquema TN:** Tenen un punt de l'alimentació, que acostuma a ser el neutre, connectat directament a terra, al qual es connecten les masses del sistema mitjançant conductors de protecció. En aquest sistema qualsevol intensitat de defecte és una intensitat de curtcircuit.
- **Esquema TT:** Tenen un punt de l'alimentació connectat directament a terra i les masses de la instal·lació es connecten a terra mitjançant una altra posta a terra de manera que la intensitat de defecte pot tenir valors inferiors a la intensitat de curtcircuit. És el sistema utilitzat a les instal·lacions connectades directament a la xarxa distribuïdora.
- **Esquema IT:** En aquest esquema l'alimentació no està directament connectada a terra, sinó que es connecta a una resistència que permet que no s'activin les proteccions amb el primer defecte. Les masses de la instal·lació es connecten directament a terra. Aquest esquema permet oferir un servei continu de subministrament energètic.

2.2.4. Generació elèctrica distribuïda

A la microxarxa objecte d'estudi, la generació elèctrica es basa en diferents fonts d'energia, cadascuna amb les seves particularitats i característiques.

2.2.4.1. Generació fotovoltaica

El generador d'energia fotovoltaica dissenyat en aquest projecte tindrà tres funcions bàsiques. La primera, alimentar les carregues, tant crítiques com no crítiques de la instal·lació. La segona, carregar les bateries per tal que, en cas de necessitat es pugui disposar d'aquestes. I per acabar, en el cas que es generi excedent d'energia, retornar-lo a la xarxa.

La generació fotovoltaica es basa en la conversió de radiació solar en potència elèctrica de corrent continu. A continuació s'explicarà breument el funcionament i característiques dels generadors fotovoltaics així com la metodologia de disseny del camp fotovoltaic.

Recurs solar

Per tal de dimensionar un camp fotovoltaic s'ha de tenir en compte la geometria solar de l'emplaçament on es durà a terme la instal·lació, ja que la producció energètica depèn de la radiació solar disponible i aquesta varia en funció de la geometria solar de la ubicació.

La radiació incident en els panells es mesura en W/m^2 i se'n diferencien tres tipologies, la radiació directa (G_b), la difusa (G_d) i la radiació reflectida (G_r), tal i com es pot observar a l'Equació 2.3 [13]:

$$G = G_b + G_d + G_r \quad (2.3)$$

La Terra orbita al voltant del Sol amb una trajectòria el·líptica de manera que la radiació incident que arriba no és constant al llarg d'un any, sinó que difereix en relació a la estació.

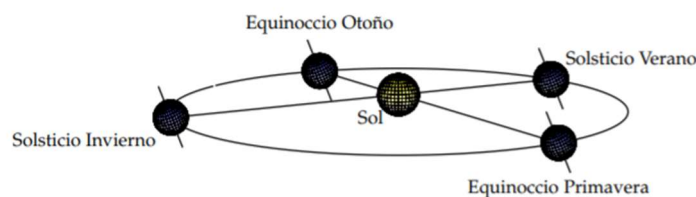


Figura 2. 5. Òrbita de la Terra al voltant de l'astre Solar. [14]

La posició del Sol respecte a un punt determinat de la Terra, es defineix mitjançant l'ús de dos angles, l'angle zenit (θ_z) i l'azimut solar (γ_s). A més, per determinar la radiació solar incident en una superfície inclinada com la que formen els panells fotovoltaics es necessita la inclinació (β) i la orientació (α) d'aquests.

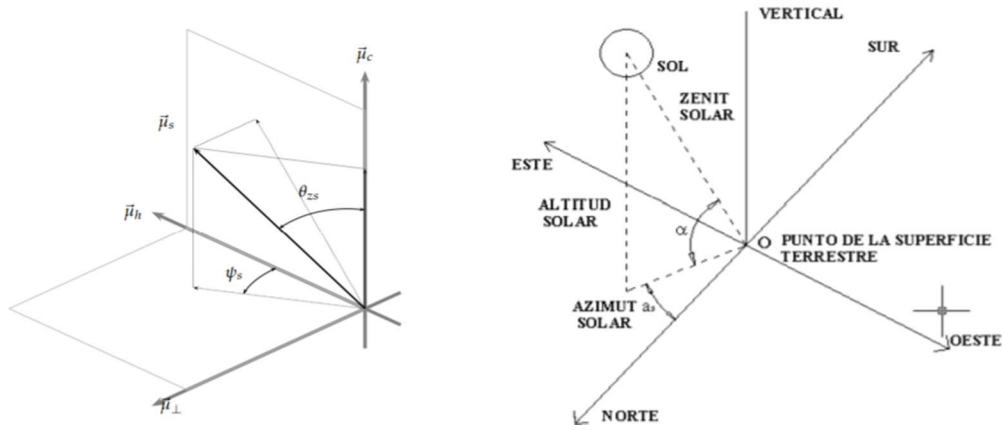


Figura 2.6. Angles determinants de la posició solar. [14]

Així doncs, la radiació solar incident en un punt varia en funció de la posició del Sol respecte la Terra, de la situació de l'emplaçament de la instal·lació i de la inclinació i orientació dels panells.

La definició de la geometria solar permet determinar, mitjançant diversos models matemàtics, la radiació solar incident en una superfície inclinada, com la que forma la superfície d'un panell fotovoltaic. No obstant això en aquest projecte es farà ús del programa PVGIS [15] per tal d'obtenir aquestes dades.

A partir de la radiació solar incident obtinguda del PVGIS, introduint dades de inclinació, orientació, latitud i longitud, es pot obtenir la generació fotovoltaica amb els paràmetres característics dels panells fotovoltaics mitjançant l'aplicació de les següents expressions [16]:

$$I_{SC} = I_{SC(STC)} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \left(1 + \alpha \cdot (T_C - T_{C(STC)})\right) \quad (2.4)$$

$$V_{OC} = V_{OC(STC)} \cdot \left(1 + \beta \cdot (T_C - T_{C(STC)}) \cdot \left(1 - 0,04 \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{STC}}\right)\right)^2\right) \quad (2.5)$$

$$P_{PVG} = P_{PVG(STC)} \cdot \frac{V_{OC} \cdot I_{SC}}{I_{SC(STC)} \cdot V_{SC(STC)}} \quad (2.6)$$

$$P_P = N_{mòduls} \cdot P_{PVG} \quad (2.7)$$

On:

- I_{SC} : Intensitat de curtcircuit dels panells amb una radiació i temperatura determinades [A].
- $I_{SC(STC)}$: Intensitat de curtcircuit dels panells en condicions STC [A].
- V_{OC} : Tensió de circuit obert dels panells amb una radiació i temperatura determinades [V].

- $V_{OC(STC)}$: Tensió de circuit obert dels panells en condicions STC [V].
- G : Irradiància incident determinada amb el PVGIS [W/m^2].
- G_{STC} : Irradiància de penetració en condicions STC [W/m^2].
- T_C : Temperatura determinada amb el PVGIS [$^{\circ}C$].
- $T_{C(STC)}$: Temperatura de la cel·la fotovoltaica en condicions STC [$^{\circ}C$].
- α : Coeficient de temperatura de I_{SC} .
- β : Coeficient de temperatura de V_{OC} .
- P_{PVG} : Potència màxima de generació per panell fotovoltaic [W].
- $P_{PVG(STC)}$: Potència dels panells en condicions STC [W].
- $N_{mòduls}$: Nombre de mòduls de la instal·lació fotovoltaica.
- P_p : Potència pic de generació del camp fotovoltaic dissenyat [W].

Cel·la fotovoltaica

Les parts fonamentals dels panells són les cel·les fotovoltaïques, que a causa de la seva escassa capacitat de generació, es connecten en sèrie i paral·lel per generar una potència adequada pel seu ús. L'esquema elèctric d'una cel·la fotovoltaica correspon al de la Figura 2.7.

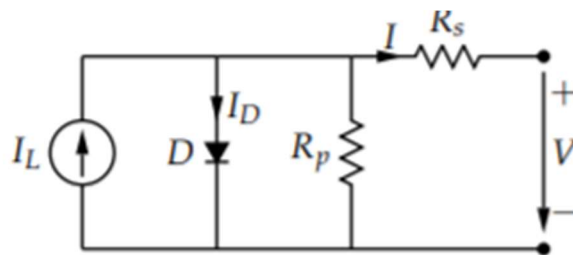


Figura 2.7. Esquema elèctric d'una cel·la fotovoltaica. [14]

El comportament elèctric d'aquestes es deu a que el material que les conforma és un semiconductor, com el silici o el germani, tot i que normalment estan formades per silici pel seu baix cost d'obtenció i abundància d'aquest material a la natura.

El silici té l'orbital més extern incomplet amb només quatre electrons, de manera que amb un petit increment d'energia aquests electrons poden alliberar-se i generar corrent elèctric.

Per millorar les seves qualitats elèctriques s'acostuma a dopar-los, això és, introduir impureses de manera controlada en el cristall. Al silici se li afegeixen àtoms de fòsfor, que tenen cinc electrons a l'últim orbital, i de bor, que té un electró menys a l'últim orbital formant respectivament un semiconductor tipus "n" i un de tipus "p" tal i com es pot observar a la Figura 2.8 adjuntada a continuació:

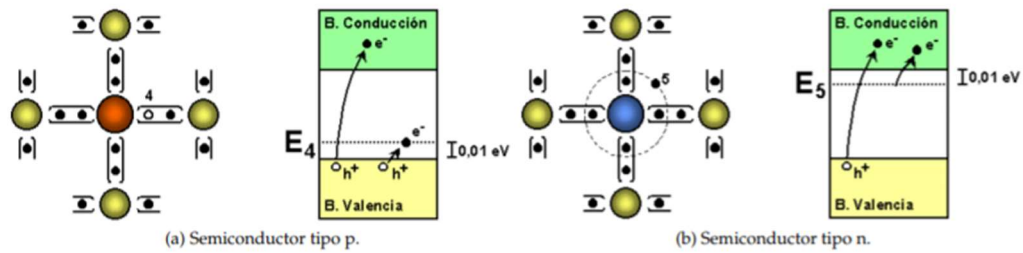


Figura 2.8. Semiconductors dopats amb bor i fòsfor a l'esquerra i a la dreta respectivament. [14]

Amb aquesta configuració, quan el panell rep, a la seva superfície, energia en forma de radiació solar, allibera electrons generant corrent elèctric. Depenent de la puresa i mida dels cristalls que formen les cel·les fotovoltaïques es poden classificar en [17]:

- Monocristal·lines entre un 15% i un 20% d'eficiència
- Policristal·lines que poden tenir d'un 13% a un 16% d'eficiència
- Amorfes amb una eficiència igual o menor al 10%.

Mòdul fotovoltaic

Els mòduls fotovoltaics estan formats per la unió de cel·les connectades en sèrie i en paral·lel, normalment, per la generació a mitja i gran escala, s'utilitzen panells amb 60 ó 72 cel·les i les característiques d'aquests són proporcionals a les de les cel·les que els formen.

És convenient protegir els panells del medi extern en el que s'han d'instal·lar, és per això que existeixen moltes tipologies de vidres dissenyats per aquesta finalitat. A tall d'exemple de les opcions que ofereix el mercat en tipologies de panells, s'adjunta la Figura 2.9. :

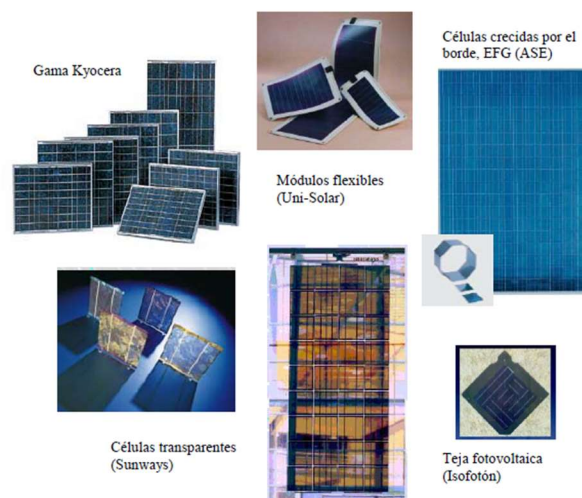


Figura 2.9. Tipologies de panells fotovoltaics disponibles al mercat. [18]

Les característiques dels mòduls fotovoltaics es defineixen a partir de dos assajos, normalitzats per la norma UNE-EN-50380:2003, el test en condicions estàndards de mesura, STC (*Standard Test Conditions*), en el qual les plaques reben una irradiància de 1000 W/m^2 , una temperatura de 25°C i un espectre de radiació de AM-1.5, i l'estudi sota condicions NOTC (*Normal Operating Temperature*) que es realitza amb una irradiància de 800 W/m^2 normal al mòdul, amb una velocitat del vent de 1 m/s i el mateix espectre de radiació que en el cas anterior.

Camp fotovoltaic

Els primers paràmetres que s'hauran de determinar pel disseny d'aquesta part de la instal·lació és la inclinació (β) i la orientació (γ) òptims dels panells que la conformen, ja que aquests determinen en gran mesura l'eficiència de la instal·lació. Els valors òptims d'aquests paràmetres varien en funció de la situació geogràfica on s'instal·lin els mòduls i, per norma general, es determinen amb el següent criteri [19]:

Taula 2.1. Inclinació òptima segons criteri de maximització de la generació fotovoltaica. [19]

Criteri de maximització de la generació	Inclinació òptima
Estiu	$\beta_{\text{òptim}} = \text{latitud} - 20$
Hivern	$\beta_{\text{òptim}} = \text{latitud} + 10$
Anual	$\beta_{\text{òptim}} = \text{latitud} - 10$

Introduint aquests paràmetres al PVGIS es pot obtenir les dades de radiació incident a la ubicació on es durà a terme la instal·lació i procedir al dimensionat del camp, determinar la potència pic i el nombre de mòduls necessaris, en funció de l'energia de generació desitjada i les funcionalitats del sistema.

Per tal d'obtenir el voltatge i la intensitat necessàries, els mòduls es connecten en sèrie i en paral·lel multiplicant les seves característiques pel nombre de mòduls connectats tal com s'indica a les següents expressions [19]:

$$\text{Connexió en sèrie} \rightarrow V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.8.)$$

$$\text{Connexió en paral·lel} \rightarrow I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.9)$$

Per determinar el nombre de mòduls que es connectaran en sèrie i paral·lel s'utilitzen els límits de funcionament de l'inversor en tensió i corrent respectivament. Es fa ús de les següents expressions [13]:

$$N_{màx,serie} = \frac{V_{CC,màx,inv}}{V_{OC(mòdul,-10^{\circ}C)}} \quad (2.10)$$

Sent $V_{CC,màx,inv}$ la tensió màxima de funcionament de l'inversor i $V_{OC(mòdul,-10^{\circ}C)}$ la tensió en circuit obert del mòdul a una temperatura de $-10^{\circ}C$.

$$N_{mín,serie} = \frac{V_{MPP,mín,inv}}{V_{MPP(mòdul,60^{\circ}C)}} \quad (2.11)$$

On $V_{MPP,mín,inv}$ és la tensió mínima de funcionament del sistema seguidor del punt de màxima potència MPPT de l'inversor i $V_{MPP(mòdul,60^{\circ}C)}$ la tensió en el punt de màxima potència a $60^{\circ}C$.

$$N_{màx,paral·lel} = \frac{I_{CC,màx,inv}}{I_{SC,string}} \quad (2.12)$$

On $I_{CC,màx,inv}$ és el corrent màxim al costat de CC de l'inversor i la $I_{SC,string}$ és la intensitat de curtcircuit d'un branca de la instal·lació, corresponent a la d'un mòdul.

Inversor fotovoltaic

L'inversor o ondulador transforma el corrent continu, procedent de la instal·lació fotovoltaica o el camp de bateries, en el corrent altern sinusoidal, necessari per alimentar les carregues que constitueixen el consum del sistema. Es poden classificar segons si estan o no connectats a la xarxa, si són monofàsics o trifàsics o segons el mode d'operació, poden estar controlats per la xarxa o poden ser auto-commutatats.

Existeixen dos configuracions de sistemes amb inversors segons la ubicació i la forma de connectar-los. Els sistemes centralitzats, que poden ser de molt baixa tensió o amb tensions més elevades, i els sistemes descentralitzats, configuració que consisteix en l'ús de diversos inversors distribuïts pel camp fotovoltaic. Segons el nivell de descentralització existeix la configuració d'inversors per cadena, utilitzant un inversor per cada branca de mòduls, o la configuració d'inversors de mòdul, que permet controlar al màxim el punt de màxima potència i consisteix en la instal·lació d'un inversor per cada panell fotovoltaic.

Per tal d'escollir un inversor adequat per la instal·lació objecte d'estudi s'hauran de tenir en compte les seves característiques principals:

- Rang de potència fotovoltaica acceptable.
- Rang d'aplicació del punt de màxima potencia.
- Rang de tensió en DC acceptable.
- Màxima intensitat de DC.
- Potència, tensió i corrent nominal de sortida al costat de AC.
- Freqüència de sortida.

- Distorsió de tensió i corrent.
- Factor de potència.

L'inversor escollit haurà de tenir una potència nominal menor que la potència pic de la instal·lació fotovoltaica per no encarir el cost d'adquisició d'aquest innecessàriament.

Pèrdues

És molt important també considerar les pèrdues del sistema, que principalment es veuen incrementades per la presència d'ombres, produïdes tant per les pròpies plaques com per objectes propers a aquestes:

- Pèrdues per ombres entre mòduls: a causa de la inclinació i proximitat de les plaques fotovoltaïques, és possible generar pèrdues en la producció energètica projectant ombres i disminuint el rendiment de la instal·lació. Per reduir aquests efectes es fixarà una distància mínima entre panells:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (2.13)$$

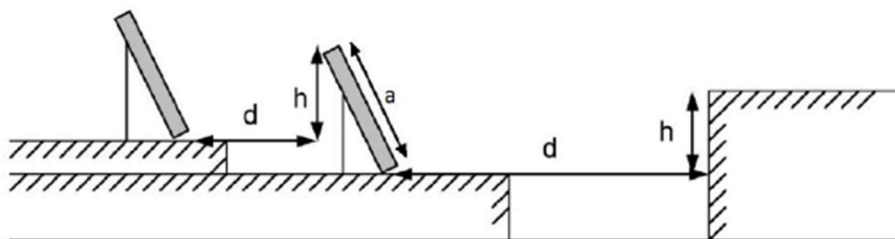


Figura 2.10. Distància entre mòduls fotovoltaics contigus. [20]

- Pèrdues per objectes propers: Segons el *Código Técnico de la Edificación HE5* (CTE-HE 5) [21] es poden determinar les pèrdues generades per les ombres d'objectes propers mitjançant l'ús del diagrama de trajectòria solar.
- Pèrdues per orientació i inclinació dels mòduls: com la instal·lació no comptarà amb un sistema de seguiment de la trajectòria solar s'han de tenir en compte aquesta tipologia de pèrdues. Per això es pot utilitzar la metodologia definida pel CTE-HE 5 i l'annex II del *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red para Instalaciones Fotovoltaicas del IDAE* que s'exposa a continuació:

Amb els valors d'orientació i inclinació determinats s'utilitza el diagrama de la següent figura per determinar les pèrdues.

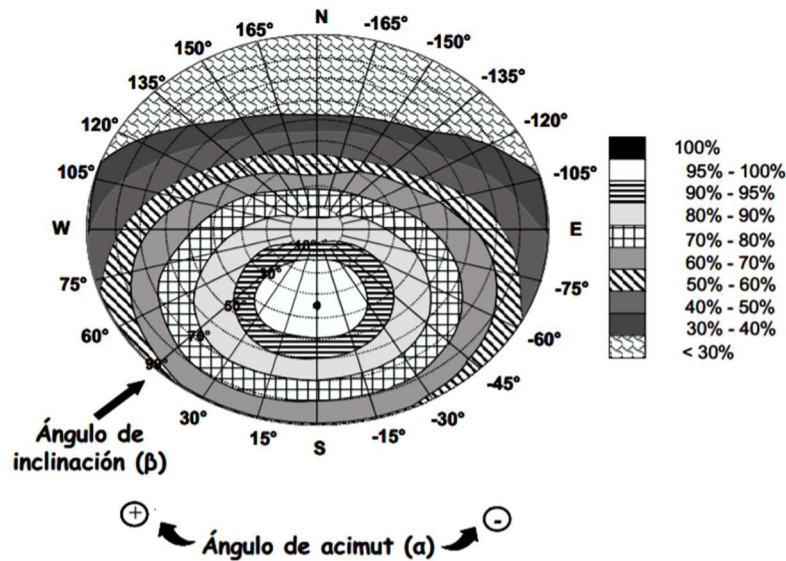


Figura 2.11. Diagrama de pèrdues per inclinació i orientació. [21]

Per acabar amb el dimensionat del camp fotovoltaic, seguim el procediment descrit a l'apartat 2.2.5 d'aquest document, es dimensionarà el sistema de distribució, les caixes de connexions i elements de protecció del generador fotovoltaic.

2.2.4.2. Grup electrogen

A la microxarxa objecte d'estudi, el grup o grups electrògens instal·lats s'utilitzaran com a font de corrent alternativa en cas que la xarxa de distribució pública caigui.

Els generadors dièsel basen el seu funcionament en la combustió d'un combustible fòssil com pot ser el gasoil, el gas liquat del petroli (GLP) o el gas natural, per generar energia que es transformarà en energia elèctrica mitjançant un alternador. Les parts fonamentals que formen el grup electrogen són les següents [22]:

- Motor: Encarregat de la combustió del combustible i de la generació d'energia mecànica. Els més utilitzats són els motors de combustió interna i els de turbina de gas.
- Alternador: la seva funció és la de transformar l'energia mecànica generada en energia elèctrica. Normalment és un generador síncron autoexcitat que generarà electricitat en corrent altern.
- Motor d'arrancada: utilitza l'energia reservada a les bateries per tal d'arrancar el motor de combustió i iniciar la generació. Normalment és un motor elèctric de corrent continu que s'acobla i es desacobla a l'eix de rotació.
- Bateries.

El combustible escollit per l'alimentació del motor dependrà del cost econòmic, la disponibilitat i la finalitat a la que es vulgui destinar el grup electrogen entre altres factors.

Segons la norma ISO 8528-1 els grups electrògens es poden classificar en funció del temps límit de funcionament i de les seves aplicacions. A continuació es presenten les quatre tipologies de grups electrògens definides per la ISO [23]:

- Potència auxiliar de emergència (ESP, *Emergency Standby Power*): s'utilitza un màxim de 200 hores anuals en funcionament continu. Les seves aplicacions són principalment pel subministrament d'emergència durant la caiguda de la xarxa o per alimentar càrregues crítiques.
- Potència auxiliar (LTP, *Limited-Time Power*): La potència de generació està limitada a 500 hores anuals. S'utilitzen en indústries principalment.
- Potència principal (PRP, *Prime Rated Power*): s'utilitzen com a font d'energia principal i poden alimentar càrregues variables. El temps d'ús al llarg d'un any és il·limitat. S'utilitza per ubicacions on no hi ha accés a la xarxa o per dur a terme una política de *peak shaving*.
- Potència continua (COP, *Continuous Operating Power*): igual que en el cas anterior el temps de generació no està limitat, de manera que poden funcionar amb càrrega constant de manera ininterrompuda.

També s'han de tenir en compte altres característiques tant elèctriques com mecàniques per determinar el grup electrogen necessari en una instal·lació. Algunes d'aquestes són:

- Potència nominal: potència de generació que és capaç de generar durant un temps establert pel fabricant.
- Consum: velocitat de consum de combustible per una potència determinada, normalment la nominal.
- Dipòsit: capacitat d'emmagatzematge de combustible.

S'haurà de tenir en compte que el generador no podrà funcionar a una potència de generació inferior a un límit establert pel fabricant ja que això en disminuiria el rendiment i n'escurçaria la vida útil. Si el consum de les càrregues està per sota d'aquest límit, el grup electrogen s'haurà de desconnectar i l'alimentació s'haurà de fer mitjançant una altra font.

2.2.4.3. Camp de bateries

Existeixen diferents metodologies d'emmagatzematge d'energia tal i com s'exposa a la Figura 2.12. Tot i que en aquest projecte la més viable és la electroquímica.

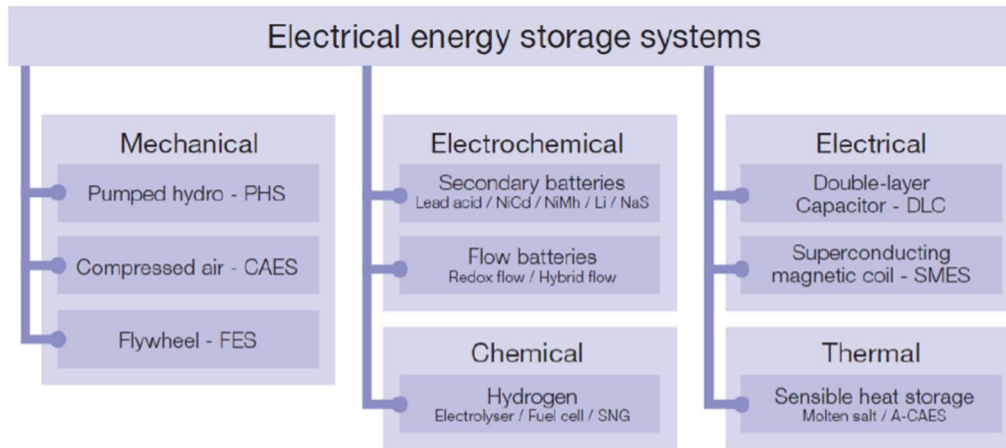


Figura 2.12. Metodologies d'emmagatzematge d'energia. [7]

Les bateries electroquímiques es poden representar com la unió de tres parts fonamentals. La primera part, el mitjà físic que permet emmagatzemar energia, en el cas de les bateries es forma per les cel·les electroquímiques. La segona, el sistema que permet transformar l'energia emmagatzemada en energia elèctrica conegut amb el nom de Sistema de Conversió de Potència (de les sigles en Anglès, PCS). L'última part la conforma el sistema de control. [24]

El sistema principal, el sistema d'emmagatzematge d'energia pot ser de diverses tipologies depenent de la tecnologia d'emmagatzematge. En el cas de les bateries electroquímiques existeixen dues varietats [25]:

- Bateries primàries: els quals no es poden recarregar.
- Bateries secundàries: la càrrega dels quals es pot renovar un nombre finit de vegades.

Les bateries secundàries funcionen amb el principi de les reaccions redox que permet, a un component anomenat ànode, guanyar electrons, i a un altre anomenat càtode, perdre'n. L'ànode i el càtode es troben a la cel·la electroquímica, que pot estar constituïda diferents materials. A continuació s'adjunta una imatge amb alguns exemples dels materials i les característiques que els defineixen.

Tipo	Subtipo	Tensión op. (V)	Tensión nominal (V)	Temp. operación ¹ (°C)	Ciclabilidad ²	Energía esp. teórica y real ³ (Wh/kg)	Auto descarga mensual ⁴	Eficiencia energética (dc-dc)	Máximo ratio de descarga
Plomo ácido (LA)	LA (regulada por válvula)	1,75-2,27	2,00	(-40;50) ⁵ (25)	1200 (80% DoD; C/8)	170 (24)	2-4%	70-80%	1C cont.
	LA (inundada)	1,75-2,23	2,00	(16;32) (25)	1800 (80% DoD; C/8)	170 (19)	5%	70-80%	1C cont.
Alcalinas	NiCd	0,90-1,50	1,30	(-20;60) (20)	800 (80% DoD; C/8)	213 (47 ⁶)	10%	60-80%	1C cont.
	NiMH	0,90-1,50	1,30	(0;40) (20)	800 (80% DoD; C/8)	240 (65 ⁷)	100%	60-80%	10C cont.
Sales fundidas	NaS	2,31-1,63	2,10	(300;350) (300)	4500 (80% DoD; 1C)	783 (122 ¹⁰)	≈ 0%	89%	1C cont. / 5C pico (30s).
	Na/NiCl ₂	3,10-1,72	2,58	(270;350) (300)	3000 (80% DoD; 1C)	790 (91, 115 ¹¹)	≈ 0%	85%	1C cont. / 5C pico.
Litio-ión	C/LiCoO ₂	4,20-3,00	3,60	(-20;55) (25)	3000 (80% DoD; 1C)	709 (133 ¹²)	<5%	>92%	1C cont.
	C/LiNiCoMnO ₂	4,10-3,00	3,70	(-20;55) (25)	2500 (100% DoD; C/2)	837 (130, 132, 147) ¹³	<5%	>92%	5C cont. / 30C pulso.
	C/LiFePO ₄	3,60-2,50	3,30	(-30;55) (25)	>3000 (100% DoD; 1C)	479 (131) ¹⁴	<3%	>92%	35C cont. / 125C pulso.
	C/LiMn2O ₄	4,20-3,00	3,70	(-20;55) (25)	>2000 (100% DoD; 1C)	625	<5%	>92%	10C cont. / 40C pulso.

Figura 2.13. Característiques de les cel·les electroquímiques de les bateries. [24]

Com es pot veure a la Figura 2.13, hi ha quatre grans grups de bateries secundaries cadascuna amb els seus avantatges i inconvenients. Per tal de caracteritzar les bateries i poder escollir-ne la més eficient per l'aplicació desitjada, s'utilitzen els següents paràmetres:

- Cel·la: element primari que forma la bateria. Per aconseguir uns valors nominals determinats el fabricant les connecta en sèrie o paral·lel.
- Estat de càrrega (*State of Charge*, SoC): És un valor percentual que indica l'estat de càrrega de la bateria. És important respectar un mínim SoC per allargar la vida útil de la bateria.
- Capacitat: quantitat d'electrons que pot emmagatzemar la bateria.
- Tensió de buit: tensió que la bateria té entre els seus terminals quan es troba en circuit obert.
- Energia específica: energia que pot emmagatzemar per unitat de massa (Wh/kg).
- Auto-descàrrega: pèrdua de la càrrega de la bateria quan es manté en circuit obert un període de temps determinat.
- Profunditat de descàrrega (*Depth of Discharge*, DoD): és el valor màxim permès de descàrrega de les baries. És el complementari de l'estat de càrrega:

$$DoD(\%) = 100 - SoC(\%) \quad (2.14)$$

- Vida útil: representa el nombre de cicles que pot suportar una bateria sense perdre les seves capacitats d'emmagatzematge. Pot variar en funció de la temperatura de funcionament i del DoD fixat.

Per dissenyar correctament les bateries és important conèixer l'energia de reserva que es necessitarà d'aquestes. Aquesta energia variarà en funció de les funcionalitats de la microxarxa o del nombre i durada dels talls de la xarxa.

Els fabricants de bateries presenten la principal característica tècnica d'aquestes en funció de la quantitat d'ampers que la bateries podrà alliberar en el període de temps determinat per una tensió donada. Aquesta característica es coneix com capacitat nominal de la bateria i té unitats d'ampers per hora [Ah]. Així doncs, la bateria escollida haurà de ser capaç d'alliberar un amperatge concret durant el temps requerit.

Les bateries, de la mateixa manera que les plaques fotovoltaïques, s'hauran de connectar en sèrie i paral·lel per obtenir les característiques desitjades. El nombre de connexions en sèrie i en paral·lel depenen dels valors límit de l'inversor de tensió i corrent respectivament.

Com ja s'ha explicat, una de les principals característiques, fixada normalment pel fabricant, és el SoC o DoD permès. Per tal d'allargar la vida útil de les bateries és essencial especificar un SoC mínim que variarà en funció de les qualitats de la bateria escollida.

Inversor de bateries

L'inversor destinat al camp de bateries té les mateixes característiques i funció que l'inversor fotovoltaic que ja s'ha explicat anteriorment a l'apartat de disseny del camp fotovoltaic 2.2.3.1.

2.2.5. Instal·lació elèctrica de potència

2.2.5.1. Sistema de distribució

Aquest sistema té la funció conduir la potència generada a les càrregues. En aquest apartat es determinarà el material dels cables, la longitud i secció d'aquests i la metodologia d'instal·lació, necessaris per la correcta distribució del corrent. També formen part del sistema de distribució les caixes de connexió i els complements de mesura. El dimensionat del sistema de distribució es farà seguint les Instruccions Tècniques del REBT i la norma UNE HD-60.364-5.

Pel correcte funcionament del sistema de distribució s'hauran de dimensionar les seccions dels conductors per tal que no es superin els límits establerts a la ITC-BT-40, per a instal·lacions generadores de baixa tensió, i a la norma UNE HD-60.364-5, que són:

- Els cables de connexió hauran d'estar dimensionats per una intensitat no inferior al 125% de la màxima intensitat del generador.
- La caiguda de tensió entre el generador i el punt de connexió amb la xarxa no superarà l'1,5% de la intensitat nominal.

Els criteris establerts pel dimensionat dels conductors són el criteri de màxima caiguda de tensió, el criteri de màxima intensitat admissible i el criteri de màxima intensitat de curtcircuit.

El criteri de la màxima caiguda de tensió es basa en dimensionar la secció dels conductors en funció de la màxima caiguda de tensió permesa en un tram segons les equacions 2.15 i 2.16:

- Conductors monofàsics o de corrent continu:

$$S_{disseny} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{disseny} \cdot \rho_{TC}}{e \cdot U_{tram}} \quad (2.15)$$

- Conductors trifàsics de corrent altern:

$$S_{disseny} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{disseny} \cdot \rho_{TC}}{e \cdot U_{tram}} \quad (2.16)$$

On:

- L: Longitud màxima del tram considerat [m].
- $I_{disseny}$: Intensitat per la que es dimensiona el conductor [A].
- ρ_{TC} : Resistivitat del conductor a una temperatura determinada (90°C).
- e: Percentatge de caiguda de tensió admissible en el tram considerat.
- U_{tram} : Tensió de funcionament del tram considerat [V].

Amb la secció nominal de valor immediatament superior al calculat amb les expressions 15 i 16, i a partir de la norma ITC-BT-19 del REBT, s'especifica la intensitat màxima admissible que, tenint en compte els factors de correcció determinats a la mateixa instrucció tècnica, haurà de ser més gran que la intensitat de disseny del tram per tal de complir amb el criteri de màxima intensitat admissible.

$$I_{màx,corregida} = f_T \cdot f_{ES} \cdot f_A \cdot I_{màx} > I_{disseny} \quad (2.17)$$

El criteri de màxima intensitat de curtcircuit comprova que la màxima corrent de curtcircuit no superi el valor assignat per normativa en cada tram. Pels trams de conductors de corrent continu aquest criteri serà de comprovació directa ja que els conductors es dimensionen per una intensitat del 125% del corrent de curtcircuit. Pels trams de corrent altern es calcula la intensitat de curtcircuit com:

$$I_{CC} = \frac{100 \cdot S_{trafo}}{V_l \cdot u_{cc}} \quad (2.18)$$

On:

- I_{CC} : Intensitat de curtcircuit màxima (KA).
- S_{trafo} : Potència aparent del transformador que dona accés a la xarxa (KVA).
- V_l : Tensió de línia del transformador al costat de baixa tensió (V):
- u_{cc} : Tensió de curtcircuit del transformador (%).



I la densitat de corrent com:

$$\delta = \frac{I_{CC}}{S_n} \quad (2.19)$$

On la secció (S_n) és la secció normalitzada escollida en cada tram.

Els valor límit per la densitat màxima de corrent estan definits a la ITC-BT-6 i 7 per conductors en instal·lació aèria i subterrània respectivament.

Per acabar, es calcularà la caiguda de tensió resultant amb la secció normalitzada escollida, i la intensitat de funcionament determinada, per comprovar que el disseny és correcte segons:

- Conductors monofàsics o de corrent continu:

$$e(\%) = \frac{2 \cdot L \cdot I_{tram} \cdot \rho_{TC}}{S_n \cdot U_{tram}} \cdot 100 \quad (2.20)$$

- Conductors trifàsics de corrent altern:

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{inv} \cdot \rho_{TC}}{S_n \cdot U_{tram}} \cdot 100 \quad (2.21)$$

Els conductors poden estar instal·lats en canaleta o tubs de protecció, entre altres modes d'instal·lació, i en tots els casos s'hauran de respectar les directrius del REBT per la seva correcta instal·lació. A més a més, segons el *Pliego de Condiciones Técnicas de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red* del IDEA, els conductors hauran de ser de coure i amb aïllament expressament dissenyar per a instal·lació a la intempèrie.

La secció del conductor de neutre es determinarà segons el que dicta l'apartat 1 de la ITC-BT-07 del REBT.

2.2.5.2. Proteccions

Cada part de la instal·lació s'haurà de protegir, amb elements actius i passius, per evitar possibles escenaris de perillositat tant per les persones que tinguin accés a aquesta com per les components que en formen part.

Els elements de protecció passius estan dissenyats per impedir contactes directes i indirectes que puguin ser perillosos per les persones. Aquests, segons la norma UNE HD 60.364-4-41, poden ser:

- Protecció per aïllament de les parts actives
- Protecció mitjançant barreres.
- Protecció mitjançant obstacles.
- Protecció per allunyament.

- Posta a terra de totes les masses del sistema a protegir.

Els elements de protecció actius, com els passius, també serveixen per protegir contra contactes directes o indirectes, però en aquest cas les proteccions actuen directament sobre la instal·lació desconnectant els conductors en un temps determinat. També s'utilitzen aquest tipus de dispositius de protecció per protegir la instal·lació contra sobrecàrregues, curtcircuits i contra sobretensions.

Per protegir a les persones contra contractes directes es fa ús dels anomenats interruptors diferencials, que al captar un corrent residual de valor més gran que pel que estan dissenyats, desconnecten el circuit. També s'utilitzen aquests elements com a proteccions contra contactes indirectes.

Per protegir tant el circuit elèctric com les parts que el formen, es fa ús dels dispositius de protecció de màxima corrent, que poden ser fusibles o interruptors automàtics (magnetotèrmics). I per protegir-lo de sobretensions s'utilitzen dispositius de descàrrega de tensió connectats a la posta a terra mitjançant el conductor de protecció.

Les proteccions es dissenyaran seguint la següent normativa:

- El *Reglamento Electrotecnico de Baja Tensión*.
- La norma UNE-HD 60.364-4-41.
- El RD 1663/2000 sobre connexió d'instal·lacions fotovoltaïques de baixa tensió
- El RD 3275/1982 sobre condicions tècniques i garanties de seguretat en centrals elèctriques, subestacions i centres de transformació.
- El *Código Técnico de la Edificación*.

S'instal·laran proteccions contra contactes directes i indirectes amb mitjans de protecció actius i passius que asseguraran la integritat tant de la instal·lació com de les persones que l'envolten.

A més, es considera una protecció indispensable pel sistema i pel correcte funcionament de les proteccions escollides, la connexió a terra de les components que així ho requereixin. La connexió a terra es farà mitjançant conductors de protecció dimensionats segons l'apartat 3.4 de la ITC-BT 18. L'elèctrode de posta a terra es dissenyarà seguint les instruccions tècniques complementaries 18 i 24 del REBT i el procediment establert per la UNESCO.

2.3. Mètode dissenyat

S'adjunta a continuació un diagrama representatiu del mètode descrit, que exposa els punts més representatius a seguir al llarg del disseny de la microxarxa i que s'hauran d'anar definint per, finalment, mitjançant les simulacions del sistema, comprovar si la microxarxa podria funcionar tal i com es dissenyi, o si en cas contrari, s'hauria de modificar alguna component d'aquesta.

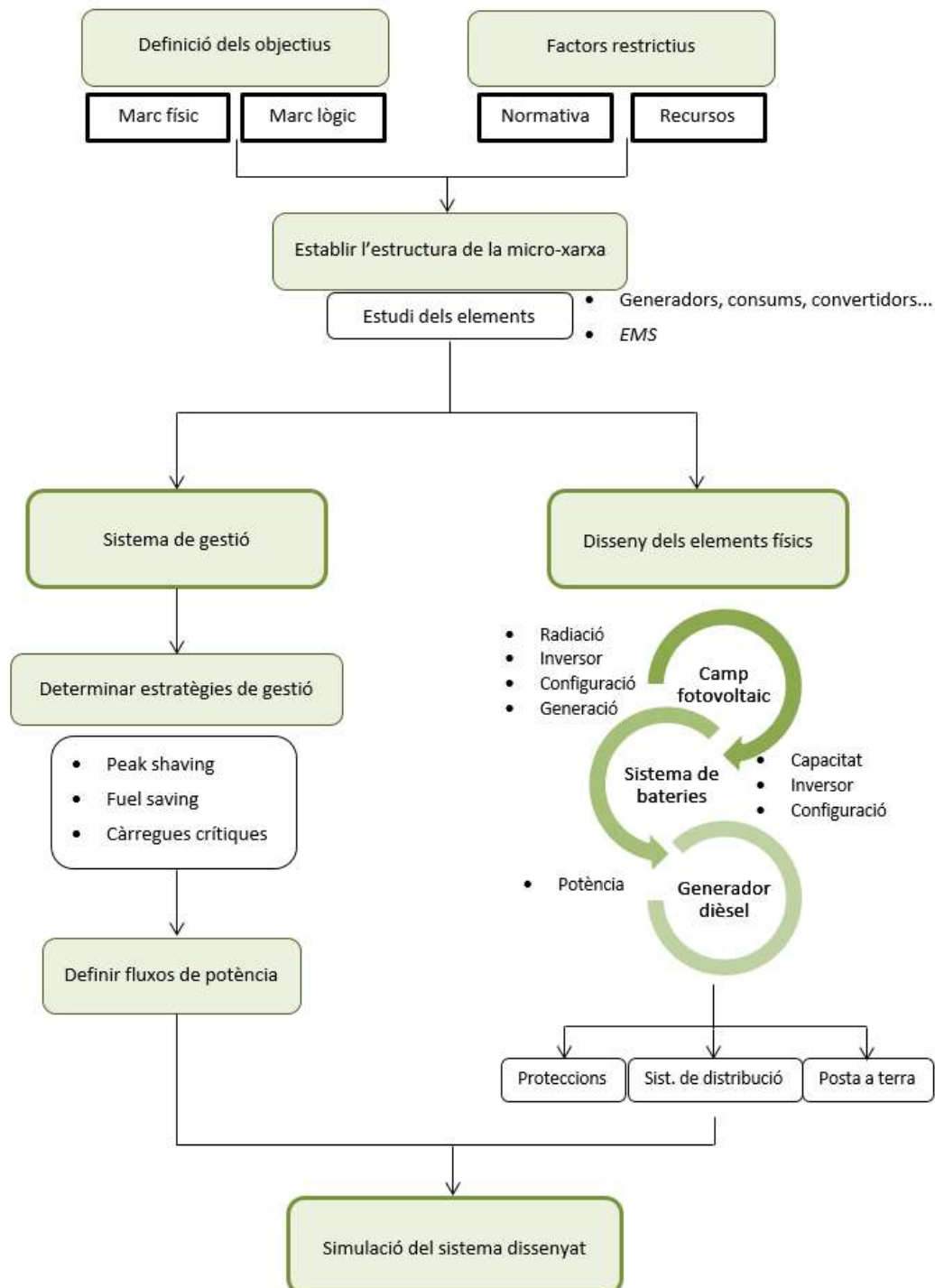


Figura 2.14. Diagrama del mètode de disseny de la microxarxa. Font: pròpia.

3. Cas pràctic: Hospital Universitari An-Najah

El projecte MEDSolar es va desenvolupar en diversos territoris del Mashreck un dels quals va ser la regió de Nablus, a Palestina, concretament a l'Hospital Universitari de An-Najah. En el cas objecte d'estudi es dissenyarà també una microxarxa en el mateix emplaçament, per la qual cosa es considera necessari fer una introducció de la situació geogràfica, econòmica i energètica de Palestina.

3.1. Context

3.1.1. Palestina

Palestina està formada per la unió dels territoris de Cisjordània i de la Franja de Gaza i limita amb Israel, Egipte, Jordània i el Mar Mediterrani. Amb una població al 2017, segons L'Oficina Central de Estadística de Palestina (*Palestinian Central Bureau of Statistics, PCBS*) [26] de 4,7 milions d'habitants amb una densitat de població de 778 persones/km², dels quals 1,94 milions viuen a la Franja de Gaza i 3,01 habiten a Cisjordània. Aquestes, juntament amb dades anteriors al 2017, denoten l'increment anual de població, la qual cosa implica l'increment de la demanda energètica, tant domèstica, com per la indústria i pels serveis.

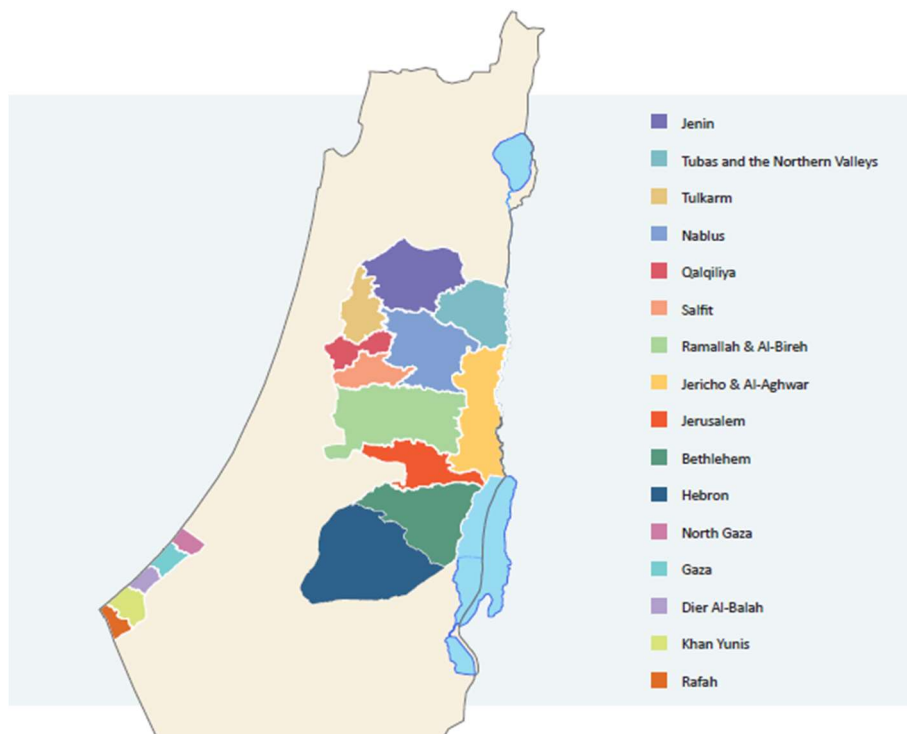


Figura 3.1. Territoris de Palestina. [26]

En el marc energètic, el territori de Palestina té un consum aproximat de 5,4 TWh, dels quals importa d'Israel el 87,7 % de l'energia total i de Jordània i Egipte el 4% [2]. Únicament consta amb una font de generació considerable, una central tèrmica situada a la Franja de Gaza que utilitza dièsel comprat a Israel i que genera 60 MW, un 8,3 % del consum total, són dades del 2009.

Les comunitats que no tenen accés a la xarxa de distribució o que sí que en tenen però amb interrupcions contínues de subministrament, s'abasteixen d'electricitat mitjançant generadors dièsel.

Degut a aquest context de dependència, l'organisme encarregat de la gestió energètica, l'Autoritat de Recursos Naturals i Energètics de Palestina (*Palestinian Energy and Natural Resource Authority*, PENRA), va marcar una nova política els objectius de la qual són:

- Diversificar les fonts de generació energètica.
- Desenvolupar el sistema de distribució energètic.
- Augmentar l'ús d'energies renovables i la capacitat de generació i millorant la importació amb els països veïns.

Tenint en compte la qualitat dels recursos solars a la regió, amb una radiació solar incident mitja de 5,4 kWh/m²/dia i 3000 hores de llum anuals [27] l'energia fotovoltaica és una gran possibilitat de millora. En aquest sentit, el PENRA es va proposar, pel 2020, produir un 10% de l'energia consumida mitjançant fonts renovables.

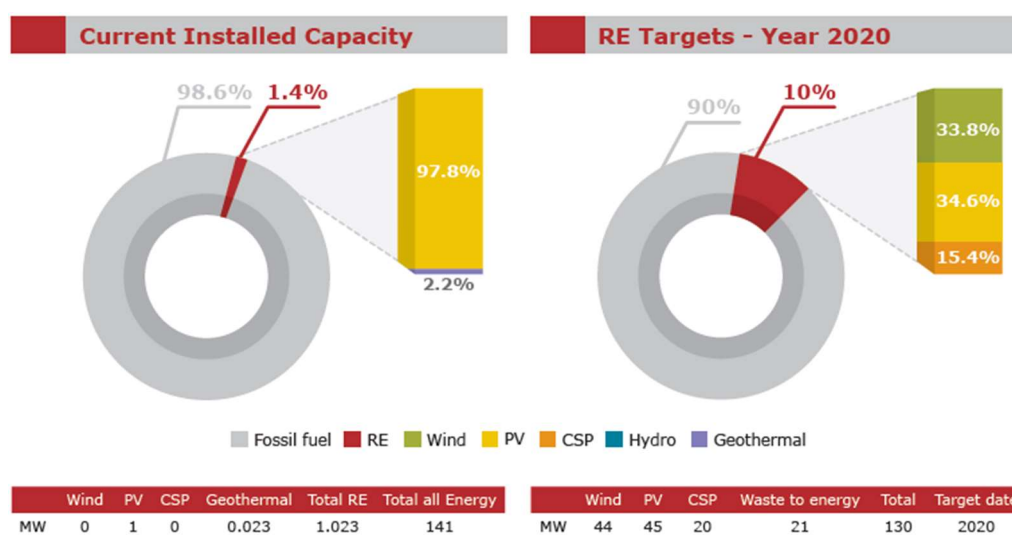


Figura 3.2. Situació actual de la generació renovable a l'esquerra i objectius definits pel PENRA per l'any 2020 a la dreta. [28]

3.1.2. Hospital Universitari An-Najah



Figura 3.3. Hospital Universitari An-Najah. [29]

L'Hospital Universitari de An-Najah, en col·laboració amb la Facultat de Medicina i Ciències de la Salut, forma un dels 24 hospitals públics en la totalitat dels territoris de Palestina. La part operativa consta de 120 llits en una superfície de 17.000 m², departament de radiologia, d'oncologia i serveis de cirurgia, una UCI, unitats de diàlisi i termografies entra altres instal·lacions i departaments. Amb tots aquest serveis, l'hospital rep pacients tant de la regió del nord de Cisjordània, de Cisjordània com de la Franja de Gaza acumulant més d'1 milió d'usuaris. [29]

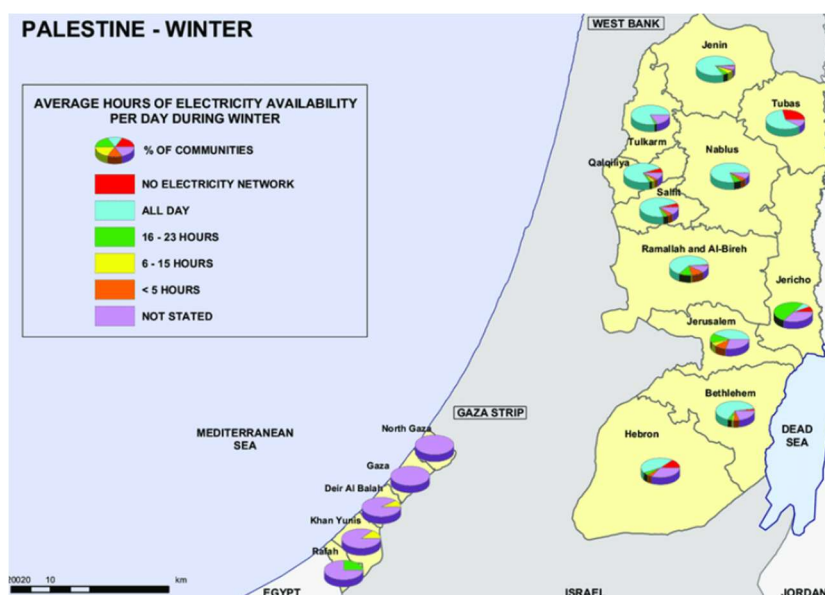


Figura 3.4. Disponibilitat elèctrica a Palestina l'any 2013. [30]

En aquesta regió els talls de la xarxa elèctrica es donen amb una freqüència mitjana de 8,7 vegades al mes amb una duració mitja de 3,7 hores que tot i ser menys freqüents que a moltes altres regions del Mashreck, impedeixen el funcionament òptim de les instal·lacions de l'hospital. [10]

3.2. Estratègies de gestió d'energia

Per dissenyar els blocs físics de la microxarxa s'han de determinar els modes en que aquesta pot funcionar, en altres paraules, la interacció que hi ha entre les diferents fonts d'energia i les càrregues. Aquests modes es definiran a partir de les funcionalitats que segueixi la microxarxa i que s'implementin a l'EMS.

3.2.1. Objectius

Els principals objectius del projecte MEDSolar van ser millorar la seguretat energètica, reduir les despeses energètiques i les emissions de gasos contaminants i la integració i divulgació de la tecnologia de generació fotovoltaica al Mashreck. Així doncs, el pla de gestió i les funcions de l'EMS que s'ha decidit implementar en aquest projecte per complir amb aquests objectius són:

- Estratègia de criticitat de càrregues.
- Estratègia de *peak shaving*.
- Estratègia de *fuel saving*.

Els tres punts anteriors són, com ja s'ha explicat anteriorment, estratègies d'estalvi energètic, és a dir, millores implementades en el funcionament del sistema que deriven en millores mediambientals i econòmiques de la instal·lació.

Altres limitacions que s'imposaran en el funcionament de la microxarxa i que n'optimitzaran el funcionament són:

- Lliurar la mínima energia fotovoltaica possible a la xarxa.
- No utilitzar els generadors dièsel per carregar les bateries.
- No utilitzar els generadors dièsel per alimentar càrregues no crítiques.
- Control de l'estat de càrrega de les bateries (SoC).
- Control de la potència de generació del grup electrogen.
- Control de la generació fotovoltaica.

No és objecte del present projecte programar el model de gestió de la microxarxa, sinó el de dimensionar correctament totes les parts que el componen perquè el funcionament sigui el més òptim possible. Així doncs, tot i que s'han definit una sèrie d'estratègies, limitacions i funcions, s'ha explicat el seu funcionament, i es tindran en compte alhora de dimensionar el sistema, no s'aprofundirà en la programació d'aquestes.

3.2.2. Modes de funcionament

En aquest apartat es determinaran els modes de funcionament de la xarxa, això és, les possibles connexions entre les fonts de generació i les components de consum del sistema. Els estats de connexió que es poden donar en un sistema com el que es vols dissenyar, amb sis components, la xarxa (Px), el generador fotovoltaic (Pf), el banc de bateries (Pb), el generador dièsel (Pg) i les càrregues crítiques (Pc) i no crítiques (Pnc), es defineixen a partir de la taula següent. Els estats en els que es pot trobar cada element són, que l'element de generació o consum estigui connectat (X) o que l'element estigui desconnectat (0). El sistema es pot trobar en $2^6 = 64$ modes diferents contemplant tots els possibles estats.

Taula 3.1. Connexions considerades possibles de la microxarxa dissenyada. Font: pròpia.

Px	Pf	Pb	Pg	Pnc	Pc
0	0	0	X	0	X
0	0	X	0	0	X
0	0	X	0	X	X
0	0	X	X	0	X
0	X	0	0	0	X
0	X	0	0	X	X
0	X	0	X	0	X
0	X	X	0	0	X
0	X	X	0	X	X
0	X	X	X	0	X
X	0	0	0	X	X
X	0	X	0	X	X
X	X	0	0	X	X
X	X	X	0	X	X

A la taula es mostren únicament els estats que es consideren possibles tenint en compte les limitacions i els criteris de gestió implementats i descrits a l'apartat 3.2.1. La impossibilitat d'aquestes de les configuracions que no es troben a la taula es determina a partir dels següents criteris. El primer, que la combinació sigui altament improbable, com l'estat on no hi ha cap connexió o que no hi hagi càrregues a les que alimentar. El segon, per criteris de consum, com el fet que s'alimentin càrregues no definides com crítiques sense que les crítiques estiguin connectades, la qual cosa contradiu el criteri de criticitat de les càrregues. I per criteris de generació, com que el generador dièsel entregui potència a la xarxa o a les càrregues no crítiques, ja que això suposaria un increment innecessari de consum. A més, quan hi ha accés a la xarxa es considera que s'alimenten totes les càrregues i no es té en compte el criteri de criticitat.

En alguns dels components de la microxarxa la potència és bidireccional, pot ser generada o consumida. És per això que una vegada definides les possibles connexions dels diferents elements del sistema, es procedeix amb la determinació dels fluxos de potència d'aquests. Per definir la

taula de fluxos se li ha donat un valor de 1 a la potència absorbida, de 0 a la desconexió de la font o la càrrega i de -1 a la potència generada:

Taula 3.2. Fluxos de potència possibles per cada component. Font: pròpia.

	Px	Pf	Pb	Pg	Pc	Pnc
Absorbida	1	-	1	-	1	1
Generada	-1	-1	-1	-1	-	-
Desconectada	0	0	0	0	0	0

Taula 3.3. Fluxos de potència de la microxarxa. Font: pròpia.

	Px	Pf	Pb	Pg	Pnc	Pc
1	0	0	0	-1	0	1
2	0	0	-1	0	0	1
3	0	0	-1	0	1	1
4	0	0	1	-1	0	1
5	0	0	-1	-1	0	1
6	0	-1	0	0	0	1
7	0	-1	0	0	1	1
8	0	-1	0	-1	0	1
9	0	-1	1	0	0	1
10	0	-1	-1	0	0	1
11	0	-1	1	-1	0	1
12	0	-1	-1	-1	0	1
13	-1	0	0	0	1	1
14	-1	0	1	0	1	1
15	-1	0	-1	0	1	1
16	1	-1	0	0	1	1
17	-1	-1	0	0	1	1
18	-1	-1	1	0	1	1
19	-1	-1	-1	0	1	1

A la taula 3.3. es poden veure el estats que, segons les estratègies i les limitacions imposades, es contemplen en aquest projecte per configurar el disseny dels components físics.

En cap cas es considera que els generadors alimentin càrregues no crítiques. Únicament en el cas que les càrregues absorbeixin menys del 30% de la potència nominal del generador dièsel i no hi hagi suficient generació fotovoltaica i energia a les bateries per alimentar el consum, es carregaran les bateries amb l'excedent de potència del grup electrogen. Aquest comportament es pot veure a l'estat número 4.

Els estats 5, 8 i 12 són un exemple de la implementació de l'estratègia de *fuel saving*, en els que es fa ús de la generació fotovoltaica o de l'energia emmagatzemada per reduir el consum de combustible.

Quan la xarxa està activa s'implementa, sempre que sigui possible, l'estratègia de *peak shaving*. Es pot apreciar com, en els estats 15, 17 i 19 com, mitjançant la potència fotovoltaica i les bateries, es redueix l'energia absorbida de la xarxa.

Una de les normes imposades pel disseny és entregar la mínima potència a la xarxa ja que en el sistema tarifari establert a Nablus encara no hi ha recompensa econòmica per fer-ho. Es pot comprovar a la taula 3.3., concretament a l'estat número 16, com només s'entrega energia a la xarxa en el cas que les bateries estiguin completament carregades i el consum sigui menor que la generació fotovoltaica.

3.2.3. Diagrames de funcionament

Els modes de funcionament en els que actuarà la microxarxa i que s'han determinat a l'apartat anterior, es descriuen en els següents diagrames, que defineixen els paràmetres de decisió de l'EMS per canviar d'un mode a un altre i els fluxos de potència per cada estat.

En els dos diagrames es poden veure els estats en que no es compleix amb el criteri d'estalvi energètic marcats amb vermell. En el cas que aquests estats es donin amb massa freqüència, és funció de l'EMS administrar les dades perquè la Propietat prengui les mesures adequades, tal i com estipula la ISO 50001. Les mesures que podria prendre la Propietat poden ser, entre altres, disminuir el SoC mínim, augmentar el límit del criteri de *peak shaving* o *fuel saving* o, en última instància, augmentar el dimensionat del camp fotovoltaic o la capacitat de les bateries.

A la part inferior dels diagrames, sota cada estat final, es poden veure les equacions que defineixen els fluxos de potència per cada estat.

3.2.3.1. Amb accés a la xarxa

En el diagrama de la Figura 3.5. es descriuen les decisions que prendrà l'EMS en funció de la informació que rebi dels sistemes de mesura instal·lats.

L'estratègia a seguir quan no hi ha accés a la xarxa de distribució pública és la de *peak shaving*. En aquest cas no es tindrà en compte la criticitat de les càrregues ja que es podrà alimentar la totalitat del consum.

En el diagrama s'observa com l'EMS considera si hi ha generació fotovoltaica i si les bateries estan per sobre del límit inferior de càrrega, el SoC mínim, i com fa ús de les dues fonts per reduir el

consum de la xarxa i arribar, sempre que sigui possible, a la potència de *peak shaving*. Els estats marcats en vermell representen aquells en els quals no es compleix amb el criteri de gestió.

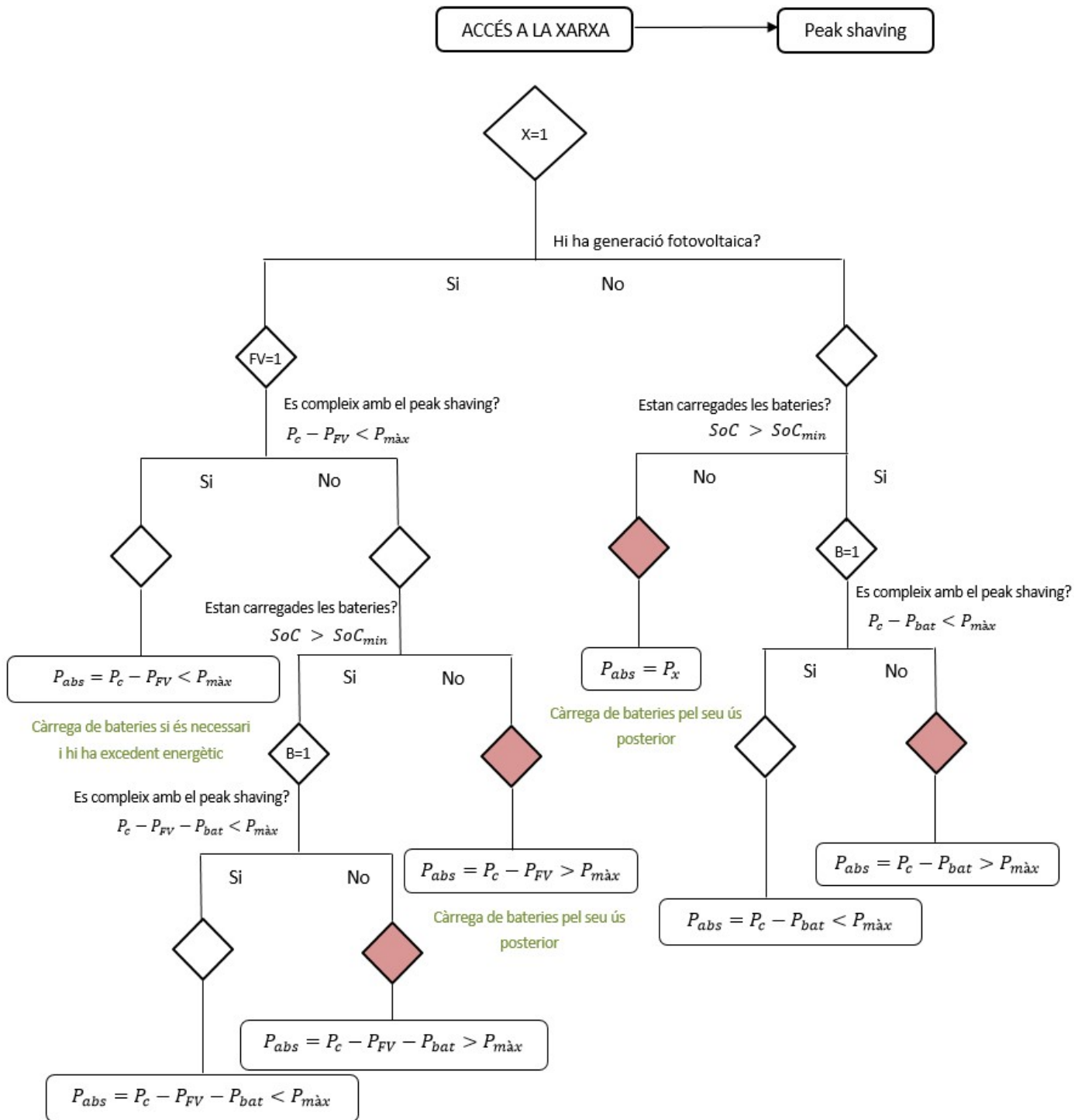


Figura 3.5. Diagrama de funcionament de la microxarxa amb accés a la xarxa de distribució. Font: pròpia.

3.2.3.2. Sense accés a la xarxa

En aquest cas no hi ha accés a la xarxa i s'implementarà la estratègia de *fuel saving* amb l'ús de la generació fotovoltaica i de les bateries. Primerament s'avaluarà si la potència demandada pel consum és superior al límit inferior de funcionament del generador dièsel, en el cas que ho sigui s'aplicarà l'estratègia de reducció del consum de combustible. Si no ho fos, s'alimentaran les càrregues amb la potència fotovoltaica o les bateries.

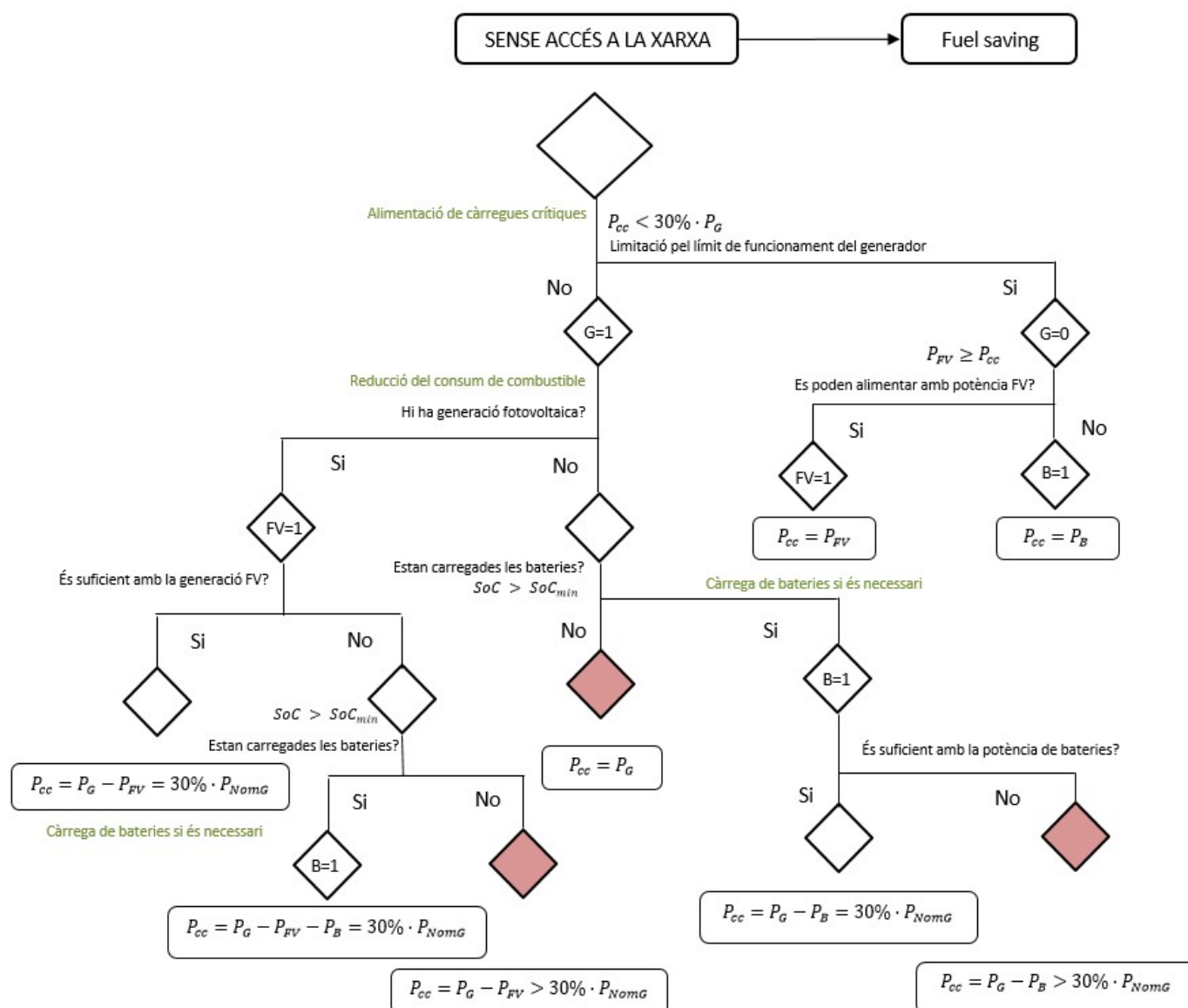


Figura 3.6. Diagrama de funcionament de la microxarxa sense accés a la xarxa de distribució. Font: pròpia.

3.3. Dimensionat de la instal·lació

3.3.1. Càrregues

Per dimensionar la instal·lació primer s'ha estudiat el perfil de càrregues de l'hospital. Les dades de consum s'han obtingut dels estudis realitzats pels components del projecte MEDSolar. La presa de dades de consum es va realitzar durant un període que va durar 21 dies amb una cadència de 10 minuts.

En el disseny de la instal·lació, s'implantarà la política de criticitat de càrregues, això implica la divisió de les càrregues en dos grups. El primer, les càrregues crítiques, formen el grup de càrregues prioritàries, i el segon, format per càrregues no prioritàries, de manera que es poden desconnectar de la instal·lació quan la xarxa caigui.

Segons el *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión* (REBT) els hospitals es consideren locals de pública concurrència de manera que hauran de comptar amb un subministrament complementari o de seguretat que alimenti les càrregues prioritàries definides a continuació en funció del percentatge de consum total de l'hospital.

A la taula 3.4. es pot veure la distribució de les càrregues crítiques en percentatges respecte la potència màxima de consum enregistrada.

Taula 3.4. Distribució de càrregues crítiques pels consums prioritàris. Font: pròpia.

Sistemes informàtics	1 %
Sistema de detecció d'incendis i gasos	2 %
Sistemes de control energètic	2 %
Enllumenat d'emergència	5 %
Laboratori d'urgències	5 %
UCI	15 %
Urgències	15 %
Quiròfans	15 %

Amb aquesta distribució de càrregues gran part de les zones d'urgències i operacions de l'hospital quedaran cobertes de manera que, tenint en compte la curta durada de les caigudes de la xarxa, es podrà mantenir les activitats pròpies de l'emplaçament sense moltes repercussions.

La potència màxima definida a partir de les dades obtingudes per l'equip del MEDSolar és de 235,4 kW. Però tractant les dades per obtenir el perfil mig de consum setmanal la potència màxima obtinguda és 170 kW i la potencia mitjana de 110,6 kW. Per les càrregues crítiques,

aquestes magnituds seran un 60 % del valor definit per les càrregues totals. A continuació es pot observar el perfil de consum total i el perfil de consum prioritari.

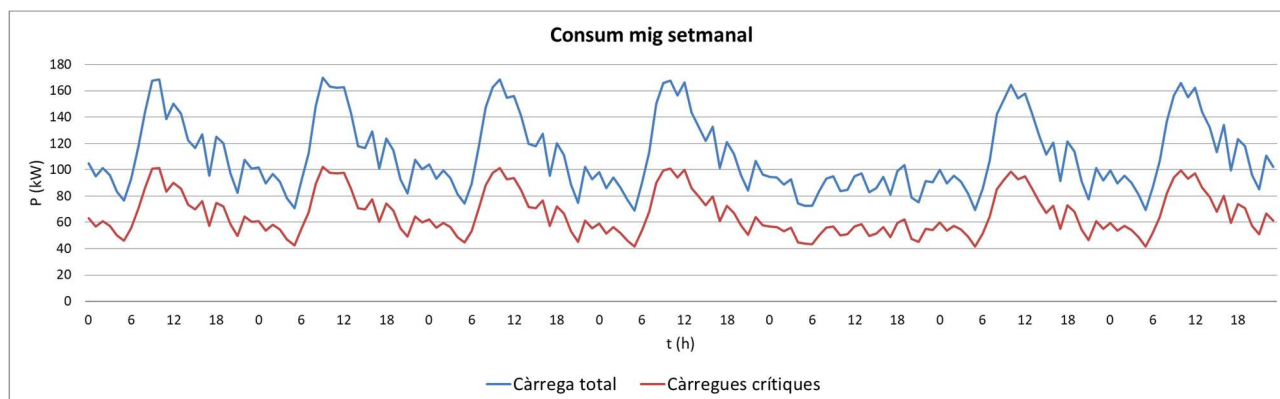


Figura 3.7. Consum total i consum de càrregues crítiques de l'Hospital Universitari An-Najah. Font: pròpia.

3.3.2. Xarxa elèctrica

L'hospital estarà alimentat normalment per la xarxa elèctrica exceptuant els moments en els que aquesta no sigui capaç de subministrar el 70% de la potència contractada o que caigui el subministrament.

La xarxa pública distribueix l'energia fins l'hospital mitjançant un transformador de potència aparent entre 200 i 400 kVA segons dades de l'equip MEDSolar [9], amb una tensió trifàsica de 400 V i una connexió amb esquema tipus TN-S.

La xarxa elèctrica no valora l'energia entregada per mitjans de generació externs al sistema, com podria ser una font de generació fotovoltaica, de manera que si s'introdueix l'energia sobrant a la xarxa no es retornarà l'import en que aquesta estigui valorada. És per això que les estratègies implementades tenen com a objectiu consumir la màxima energia generada pel sistema fotovoltaic i introduir a la xarxa únicament l'excedent d'energia.

3.3.3. Camp fotovoltaic

En el cas objecte d'estudi, tal i com es pot veure a la Figura 3.8., el perfil de generació fotovoltaic s'adapta al perfil de consum, a més, com ja s'ha comentat, el territori de Nablus rep molta radiació fotovoltaica al llarg de l'any, de manera que es considera que aquest tipus de generació és la millor opció per reduir el consum energètic de la xarxa, aprofitant al màxim els avantatges de la generació distribuïda, que permet dissenyar la generació per un perfil de consum concret.

El dimensionat del camp fotovoltaic es determinarà considerant la influència dels següents factors:

- Energia que es pot generar a partir de la radiació solar.

- Potència fixada pel criteri de reducció de pics de demanda (*peak shaving*).
- Factor econòmic.

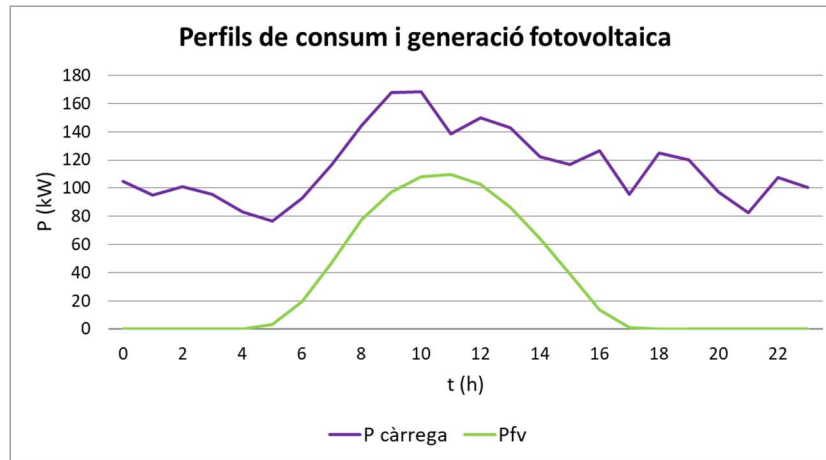


Figura 3.8. Perfil de consum de l'Hospital Universitari An-Najah i perfil de generació fotovoltaica per un dia.

Font: pròpia.

Primerament, s'haurà de determinar la radiació solar incident a una superfície inclinada com la dels panells fent l'ús del programa PVGIS, introduint les coordenades de latitud, 32.22°, i longitud, 35.24°, de l'emplaçament objecte d'estudi.

Per conèixer la radiació solar màxima que poden rebre els panells, s'han de definir els paràmetres d'inclinació (β) i d'orientació (α) òptims. Amb aquesta finalitat, s'han fet diverses proves donant diferents valors a aquests paràmetres i s'han obtingut les dades de radiació solar incident per cada cas. La radiació solar incident màxima es dona amb una inclinació de 26° i un angle d'orientació de 5°. Per comprovar que els valors obtinguts són òptims, el programa compta amb una aplicació que, automàticament, troba aquest valors.

Aquestes simulacions s'han dut a terme amb el criteri de maximitzar la radiació solar total anual, no per una època determinada de l'any, ja que tot i que el consum probablement serà més elevat els mesos d'estiu, la producció fotovoltaica també ho serà i es compensaran consum i producció.

Es pot comprovar que el resultat d'inclinació obtingut s'aproxima al definit pel criteri de disseny general:

$$\beta_{\text{òptim}} = \text{latitud} - 10^\circ = 32.22^\circ - 10^\circ = 22.22^\circ \sim 26^\circ \quad (3.1)$$

Tot seguit s'escull un model de panell fotovoltaic del mercat que compleixi amb els requeriments bàsics de la instal·lació. En aquest cas s'ha escollit el model Honey MPlus TSM-315 de la marca Trina Solar pel seu elevat rendiment i baix cost. A més, el fabricant Trina Solar és un referent mundial en la producció de panells fotovoltaics. Les característiques principals d'aquest model es

recullen a les Taules 3.5 i 3.6. Es poden consultar més detalladament les seves característiques al Volum III d'annexos.

Taula 3.5. Característiques elèctriques STC del mòdul Honey MPlus TSM-315. Font: Full de característiques.

Nom	Abreviació	Valors
Potència màxima	$P_{m\acute{a}x}$ (Wp)	315
Corrent de màxima potència	I_{MPP} (A)	9,46
Tensió de màxima potència	V_{MPP} (V)	33,30
Corrent de curtcircuit	I_{SC} (A)	10
Tensió de circuit obert	V_{oc} (V)	40,50
Eficiència del mòdul	η_m (%)	19,2

Taula 3.6. Coeficients de temperatura de mòdul Honey MPlus TSM-315. Font: Full de característiques.

Coeficient	Valor (%/k)
α	0,05
β	-0,29
γ	-0,39

Amb els paràmetres d'inclinació i orientació definits es determinar la radiació solar incident i s'obté el perfil de generació fotovoltaic mitjançant els paràmetres dels panells i les equacions 2.4, 2.5 i 2.6.

Depenent de la potència que es defineixi com a potència màxima d'absorció de la xarxa (*peak shaving*) i de la capacitat del camp de bateries, es necessitarà una potència fotovoltaica major o menor. Tenint en compte aquests factors, s'han fet simulacions per tal de definir el dimensionat òptim de la instal·lació fotovoltaica.

Amb les simulacions fetes s'ha pogut observar que si el valor de *peak shaving* és molt baix, el dimensionat del camp fotovoltaic queda fora de les possibilitats econòmiques del projecte, ja que es necessita una gran potència fotovoltaica per tal de no induir el mal funcionament de les bateries, això és, un ús abusiu d'aquestes, la qual cosa escurçaria notablement la seva vida útil. Contràriament, si el valor de *peak shaving* és molt elevat, el camp fotovoltaic es podria dimensionar correctament des del punt de vista econòmic, i no es necessitaria molta potència del camp de bateries, no obstant això, a la llarga aquesta política no seria rentable ja que el consum de xarxa seria molt elevat i no s'amortitzaria, com es desitja, la inversió en generació distribuïda.

Les simulacions s'han fet per valors de *peak shaving* entre els 80 kW i 120 kW i s'ha determinat 100 kW com a valor òptim, que permet tant reduir substancialment el consum elèctric de xarxa, com no sobredimensionar el camp fotovoltaic ni les bateries. Amb aquest *peak shaving* es necessita una potència pic de la instal·lació fotovoltaica de 100 kWp.

Per determinar aquests valors de disseny s'ha fet ús del mètode d'enginyeria inversa, donant diferents valors de *peak shaving*, potència pic fotovoltaica i comprovant que la potència necessària de les bateries no sigui desmesurada.

Així doncs el nombre de panells necessaris és:

$$N_{\text{mòduls}} = \frac{P_{FVP}}{P_{Nmòdul}} = \frac{100.000 \text{ W}}{315 \text{ W}} = 317,46 \cong 318 \text{ mòduls} \quad (3.2)$$

S'ha decidit utilitzar una configuració d'inversors centralitzada que constarà d'un únic inversor, ja que per la potència pic de la instal·lació fotovoltaica hi ha diverses opcions en el mercat. En aquest cas s'escull un inversor de la marca Zigor, concretament el model Zigor Solar CTR3 100, per la seva alta densitat de potència i rendiment energètic amb una efectivitat de MPPT del 99%. Les seves característiques principals són:

Taula 3.7. Característiques principals de l'inversor Zigor Solar CTR3 100. Font: Full de característiques.

Paràmetre	Abreviació	Valor
Potència fotovoltaica màxima	$P_{FV,m\grave{a}x}$ (kWp)	120
Rang de tensió en corrent continu	V_{MPPT} (V _{DC})	590 / 850
Tensió màxima en CC admissible	$U_{m\grave{a}x,CC}$ (V)	1000
Corrent màxima en CC admissible	$I_{m\grave{a}x,CC}$ (A)	173
Potència nominal en corrent altern	P_{CA} (kW)	100
Tensió nominal en corrent altern	U_{CA} (V)	3x400
Intensitat nominal en corrent altern	$I_{CA,nom}$ (A)	145
Freqüència	f (Hz)	50

Per tal que el procés de conversió d'energia sigui òptim i no s'utilitzi un inversor sobredimensionat, la potència de funcionament de l'inversor, $P_{CA,inv}$, ha de ser menor o igual que la màxima potència de generació del camp fotovoltaic, P_{FVP} . Per complir amb aquesta limitació s'introdueix el concepte de factor de dimensionat F_{di} , que per regions del Sud d'Europa queda definit dins l'interval [0,85; 1].

$$F_{di} = \frac{P_{CA,inv}}{P_{FVP}} \rightarrow P_{CA,inv} = P_{FVP} \cdot F_{di} \quad (3.3)$$

$$P_{min,inv} = 100.000 \cdot 0,85 = 85.000 \text{ W} \quad (3.4)$$

$$P_{m\grave{a}x,inv} = 100.000 \cdot 1 = 100.000 \text{ W} \quad (3.5)$$

També s'ha de comprovar que la potència màxima de generació sigui menor a la potència màxima de d'entrada de l'inversor:

$$N_{\text{mòduls}} \cdot P_{Nm\grave{a}x} < P_{FV,m\grave{a}x,inv} \rightarrow 318 \cdot 315 < 120.000 \text{ W} \rightarrow 100.170 \text{ Wp} < 120.000 \text{ W} \quad (3.6)$$

Una vegada es verifica que la potència nominal de l'inversor escollit és adequada pel camp fotovoltaic dissenyat, s'ha de determinar la distribució en sèrie i en paral·lel dels mòduls. Això es farà tenint en compte els límits de funcionament de l'inversor en tensió i corrent respectivament.

Primerament, es calcula el nombre màxim de mòduls en sèrie que permet instal·lar l'inversor:

$$N_{\max,serie} = \frac{V_{CC,\max,inv}}{V_{OC(mòdul,-10^{\circ}C)}} = \frac{1.000}{44,611} = 22,416 \approx 22 \text{ mòduls} \quad (3.7)$$

On $V_{OC(mòdul,-10^{\circ}C)}$:

$$V_{OC(mòdul,-10^{\circ}C)} = \left(1 - (T_{STC} - T_{min,inv}) \cdot \frac{\Delta V}{100}\right) \cdot V_{OC,STC} \quad (3.8)$$

$$V_{OC(mòdul,-10^{\circ}C)} = \left(1 - (25 - (-10)) \cdot \frac{-0,29}{100}\right) \cdot 40,5 = 44,611 \text{ V}$$

ΔV es el coeficient de correcció de $V_{OC,STC}$ (tensió en circuit obert, test STC) per efecte de variació de la temperatura, $\Delta V = \beta$.

El nombre mínim de mòduls en sèrie es calcula per la temperatura més elevada de funcionament de l'inversor ($50^{\circ}C$) i es té en compte la tensió en el punt de màxima potència en condicions STC ($V_{MPP,STC}$):

$$N_{\min,serie} = \frac{V_{MPP,\min,inv}}{V_{MPP(mòdul,60^{\circ}C)}} = \frac{590}{30,886} = 19,103 \approx 19 \text{ mòduls} \quad (3.9)$$

On:

$$V_{MPP(mòdul,60^{\circ}C)} = \left(1 - (T_{STC} - T_{\max,inv}) \cdot \frac{\Delta V}{100}\right) \cdot V_{MPP,STC} \quad (3.10)$$

$$V_{MPP(mòdul,60^{\circ}C)} = \left(1 - (25 - 50) \cdot \frac{-0,29}{100}\right) \cdot 33,30 = 30,886 \text{ V}$$

El nombre màxim de branques en paral·lel del camp fotovoltaic es determina a l'expressió 3.11:

$$N_{\max,string} = \frac{I_{CC,\max,inv}}{I_{SC,string}} = \frac{173}{10} = 17,30 \approx 17 \text{ mòduls} \quad (3.11)$$

On $I_{SC,string}$ és el corrent de curtcircuit en una *string*, que és igual al corrent de curtcircuit en un dels mòduls de la *string*.

El nombre de branques i el nombre de mòduls connectats en sèrie escollit ha de quedar dins els límits definits per l'inversor.

$$N_{\text{mòduls}} = N_{\text{serie}} \cdot N_{\text{paral·lel}} = 22 \cdot 15 = 330 \text{ mòduls} \quad (3.12)$$

Així doncs la distribució del camp fotovoltaic queda definida amb un total de 330 mòduls, 15 branques connectades en paral·lel i 22 panells a cada branca connectats en sèrie. La potència pic del generador serà:

$$P_{FVP} = P_{Nmòdul} \cdot N_{mòdul} = 330 \cdot 315 = 103.950 \text{ W} \quad (3.13)$$

Amb un factor de dimensionat que queda dins dels límits per la regió on es situarà la instal·lació:

$$F_{di} = \frac{100.000}{103.950} = 0,962 \in [0,85; 1] \quad (3.14)$$

3.3.3.1. Pèrdues

Tal i com s'ha comentat a l'apartat de pèrdues del punt 2.2.4.1, el camp fotovoltaic es susceptible de reduir la seva capacitat de generació si no es tenen en compte les pèrdues generades per les ombres de les pròpies plaques i dels objectes propers al camp, i per orientació i inclinació.

Per tal de reduir les pèrdues creades per les pròpies plaques es calcula la distància mínima que s'haurà de deixar entre les branques del camp fotovoltaic segons l'equació 2.13:

$$d_{string} = \frac{l_{mòdul} \cdot \sin(\beta)}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1,65 \cdot \sin(26^\circ)}{\tan(61^\circ - 32,22)} = 1,316 \text{ m} \quad (3.15)$$

La distància que es deixarà entre mòduls de les branques consecutives serà, com a mínim, de 1,316 metres.

Les pèrdues per objectes propers es consideren nul·les ja que es desconeix la topografia del terreny on es farà la instal·lació. No obstant això, s'haurà de tenir en compte alhora de fer la instal·lació i fer els càlculs pertinents.

Les pèrdues per orientació i inclinació es calculen mitjançant el diagrama de la Figura 2.11. Introduint els valors d'inclinació i orientació tal i com indica el DB HE 5 del CTE les pèrdues d'aquest tipus tenen un valor màxim del 5% de la potència de generació.

3.3.3.2. Sistema de distribució

Com ja s'ha dit a l'apartat 2.2.5. d'aquest document, el càlcul de la secció dels conductors es farà segons els criteris de caiguda de tensió, intensitat màxima admissible i intensitat màxima de curtcircuit, seguint els límits establerts pel *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión* i la norma UNE HD-60.364-5.

El sistema de distribució de la instal·lació fotovoltaica es pot dividir en cinc parts:

- Conductors en cadena.

- Caixes de connexions de corrent continu.
- Conductors principals de corrent continu.
- Conductors de corrent altern

Pel disseny de la instal·lació es considera que aquesta discorre per local mullat, ja que es fa a la intempèrie, de manera que és obligatori l'ús els conductors del tipus RZ1-K de tensió assignada 1 kV amb recobriment de polietilè reticulat (XLPE), el qual garanteix bona resistència a les accions de la intempèrie i compleix amb les especificacions de la ITC-BT-30 del REBT i amb la norma UNE 21123-2. A més, els conductors hauran de ser de coure. Les característiques dels conductors escollits es poden veure a la documentació d'annexos.

Conductors en cadena (*strings*)

Són els conductors que connecten els mòduls d'una mateixa branca amb la caixa de connexions corresponent. D'aquest tipus hi haurà un total de 15 circuits, un per cada branca de la instal·lació fotovoltaica.

En aquest cas s'ha decidit fer la instal·lació mitjançant quatre canaletes protectores encastades al terra del terreny, coincidint amb el mètode d'instal·lació B2 definit a la ITC-BT-19, de manera que els cables quedin completament protegits gràcies a les característiques i al mètode d'instal·lació d'aquests. Per cada canaleta hi aniran quatre conductors de polaritat positiva i quatre de polaritat negativa.

Les dimensions de la canaleta escollida són de 100x35 mm amb grau de protecció corresponent a les proteccions contra humitat i agents externs IPX4, complint amb la ITC-BT-30 per locals de característiques especials.

A tall d'exemple es mostren els resultats obtinguts per la línia més desfavorable, la de més longitud, la resta de resultats es poden consultar al full Excel adjunt.

Primerament, s'aplicarà el mètode de la caiguda màxima de tensió per determinar la secció dels conductors en cadena tal i com s'indica a l'apartat 2.2.5.1.

$$U_{tram} = V_{MPP,STC} \cdot N_{serie} = 33,3 \cdot 22 = 732,60 \text{ V} \quad (3.16)$$

$$I_{diseny} = 1,25 \cdot I_{SC,STC} = 1,25 \cdot 10 = 12,5 \text{ A} \quad (3.17)$$

$$\rho_{TC} = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_c - 20)] = 0,018 \cdot [1 + 0,00392 \cdot (90 - 20)] = 0,023 \text{ } (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}) \quad (3.18)$$

Per a cables de coure, $\alpha = 0,00392^\circ \text{C}^{-1}$ i $\rho_{20} = 0,018 \text{ } (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$.

La longitud (L) variarà en funció de la *string* que es consideri, tot i que en aquest cas, s'utilitzarà el valor més desfavorable per determinar la secció dels conductors que s'instal·laran per totes les branques. El tram més desfavorable pel càlcul de la secció és el de $L_{string15}=110$ m. Per aquest tram s'escull la secció normalitzada immediatament superior al valor determinat pel criteri de caiguda de tensió, que es troba a la taula C-52-1 de la ITC-BT-19.

$$S_{diseny} = \frac{2 \cdot 110 \cdot 12,5 \cdot 0,023}{0,015 \cdot 732,6} = 5,76 \text{ mm}^2 \quad (3.19)$$

La secció normalitzada immediata superior és de 6 mm² amb una intensitat màxima admissible de 41 A segons la norma UNE-HD 60,364-5-52 annex C, per 2 conductors de coure amb aïllament XLPE i instal·lació del tipus B2.

La temperatura ambient es considera la màxima normalitzada (60°C) de la taula A.1 de la ITC-BT-19, de manera que el factor de correcció per temperatura (f_T) per cables d'aïllament XLPE és de 0,78. El factor de correcció per exposició solar té un valor estipulat per la ITC-BT-06 de 0,9. Es considera que per cada canaleta hi ha 4 circuits i que la instal·lació, com ja s'ha definit anteriorment, és encastada, de manera que es defineix el f_A amb un valor de 0,65 segons la ITC-BT-19.

$$I_{màx,corregida} = 0,78 \cdot 0,9 \cdot 0,65 \cdot 41 = 18,71 \text{ A} > 12,5 \text{ A} \quad (3.20)$$

Amb la secció escollida, la caiguda de tensió pel tram més desfavorable és:

$$e (\%) = \frac{2 \cdot 110 \cdot 9,49 \cdot 0,023}{6 \cdot 732,6} = 0,011 = 1,1 \% < 1,5 \% \quad (3.21)$$

Per acabar, es comprova que la intensitat màxima de curtcircuit no supera el valor assignat per la norma. En aquest cas, al dimensionar el conductor per una intensitat del 125 % de la de curtcircuit és segur que es compleix amb el criteri.

Caixes de connexions de corrent continua

Són les caixes que permeten la connexió entre els circuits de les diferents branques de la instal·lació.

En aquest projecte, la caixa de connexió utilitzada és del fabricant Scheneider Electric, model AB16-160, amb una capacitat per un màxim de 16 línies d'entrada, una protecció IP 54, amb possibilitat de monitoritzar el corrent de cada branca augmentant així el rendiment del generador fotovoltaic. La instal·lació de la caixa de connexions es durà a terme a la ubicació destinada per la instal·lació de l'inversor fotovoltaic. Les seves característiques es poden veure a la documentació d'annexos.

Conductors principals de continua

Són els conductors encarregats de connectar la caixa de connexions amb l'inversor.

Els conductors utilitzats seran del tipus RZ1-K amb les mateixes característiques que els utilitzats pels conductors en cadena, agrupats en canaletes de protecció fixada sobre paret. En aquest cas hi haurà únicament dos conductors, un de polaritat positiva i un de polaritat negativa, formant un circuit que es connectarà directament a l'inversor fotovoltaic.

De la mateixa manera que pel primer cas s'aplica el criteri per caiguda de tensió per calcular la secció adient per aquests conductors.

En aquest cas, com el criteri per caiguda de tensió determina el límit d'aquest valor en el costat de corrent continu com un 1,5% del valor nominal de la tensió, la caiguda de tensió màxima serà:

$$e = 1,5 \% - e_{màx,string} = 0,015 - 0,011 = 0,004 = 0,4 \% \quad (3.22)$$

On 1,1 % és la màxima caiguda de tensió existent en el tram anterior.

$$U_{tram} = V_{MPP,STC} \cdot N_{serie} = 33,3 \cdot 22 = 732,60 V \quad (3.23)$$

$$I_{disseny} = 1,25 \cdot I_{SC,STC} \cdot N_{string} = 1,25 \cdot 10 \cdot 15 = 187,5 A \quad (3.24)$$

N_{string} és el nombre de *strings* connectades a una mateixa caixa.

Tal i com s'ha calculat l'expressió 3.18, $\rho_{TC} = 0,023 (\Omega \cdot mm^2/m)$ i la longitud, en aquest cas té un valor de 10 m. Així doncs:

$$S_{disseny} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 187,5 \cdot 0,023}{0,004 \cdot 732,60} = 28,64 mm^2 \quad (3.25)$$

La secció normalitzada immediatament superior és de 35 mm² amb una intensitat màxima admissible de 124 A.

Pel criteri d'intensitat màxima admissible l'expressió utilitzada és la mateixa que pel cas anterior, la equació 2.17. I el factor de correcció f_T no varia ja que la temperatura considerada és 60°C. El factor de correcció per exposició solar té un valor de 1 ja que no hi ha exposició. El f_A té ara un valor de 1 ja que per cada canaleta hi ha únicament un circuit. I la $I_{màx}$ es dimensiona pel 125% del valor de la intensitat real.

$$I_{màx,corregida} = 0,78 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 124 = 96,72 A > 187,5 A \rightarrow no compleix \quad (3.26)$$

Amb aquesta secció no es compleix el criteri de intensitat màxima admissible. La primera secció normalitzada que compleix amb aquest criteri es la de 120 mm² amb una intensitat màxima admissible de 272 A.

$$I_{m\grave{a}x,corregida} = 0,78 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 272 = 190,94 \text{ A} > 187,5 \text{ A} \quad (3.27)$$

Amb una caiguda de tensió de:

$$e (\%) = \frac{2 \cdot 10 \cdot 15 \cdot 9,46 \cdot 0,023}{120 \cdot 732,60} = 0,00074 = 0,074 \% \quad (3.28)$$

De la mateixa manera que en el tram anterior, al haver dimensionat la secció dels cables per una intensitat de 1,25 el valor de la intensitat en condicions STC es garanteix que el corrent de curtcircuit està per sota de la intensitat admissible pel conductor.

Finalment, es comprova que es compleix el criteri de màxima caiguda de tensió per tot el tram de corrent continu.

$$cdt_{m\grave{a}x}(\%) = |cdt_{string-c}|_{m\grave{a}x} + |cdt_{cc-}|_{m\grave{a}x} = 1,09\% + 0,074\% = 1,16\% < 1,5\% \quad (3.29)$$

Conductors de corrent altern

Aquest tram uneix la sortida de l'inversor amb la caixa de connexions del bus de corrent altern situada aproximadament a 120 m de la instal·lació fotovoltaica. Es farà la instal·lació dels conductors subterrània, enterrada a 0,7 m, a l'interior de tubs, de manera que els conductors quedin completament protegits dels factors externs. Aquest tipus d'instal·lació es considera del tipus D segons la ITC-BT-19. Els cables utilitzats seran els mateixos que en el cas dels conductors de continua, els RZ1-K i aïllament XLPE amb tensió assignada de 1 kV. A la mateixa rasa hi haurà els conductors de corrent altern de l'inversor de les bateries separat del circuit de fotovoltaica una distància de 0,25 m.

Per calcular la secció dels cables s'utilitza l'equació 2.16 que és d'aplicació per conductors de corrent altern trifàsic. Igual que pel tram de continu, la caiguda de tensió no pot ser superior al 1,5% del valor de la tensió nominal del tram, de 400 V.

$$I_{disseny} = 1,25 \cdot I_{inv} = 1,25 \cdot 145 = 181,25 \text{ A} \quad (3.30)$$

$$S_{disseny} = \frac{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot 181,25 \cdot 0,023}{0,015 \cdot 400} = 144,41 \text{ mm}^2 \quad (3.31)$$

La secció normalitzada immediatament superior al de la $S_{disseny}$ és de 150 mm², amb una intensitat màxima admissible de 260 A.

La temperatura del terreny es considera de 60 °C de manera que el factor de correcció (f_T) serà de 0,86. El factor de correcció per conductivitat diferent a la de 2,5 km/W (f_{RT}) especificat, segons la taula B.52.16 de la norma UNE-60364-5-52, per terreny arenós i molt sec, és de 1,10. El factor de correcció per agrupació de circuits (f_A) és de 0,85. No s'aplicarà el factor de profunditat al

considerar-se una profunditat de 0,7 m que és la profunditat de referència. No existeix factor de correcció per exposició solar de manera que la intensitat màxima corregida és:

$$I_{m\grave{a}x,corregida} = 0,86 \cdot 1,1 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 260 = 209,07 \text{ A} > 181,25 \text{ A} \quad (3.32)$$

En aquest cas, al tractar-se de conductors de corrent altern s'ha de comprovar que es compleix el criteri d'intensitat de curtcircuit. Es considera la intensitat de curtcircuit màxima la que provingui del transformador que dona accés a la xarxa distribuïdora.

La densitat de corrent calculada haurà de ser inferior que la que es defineix a la ITC-BT-7. Aquests paràmetres s'utilitzaran més tard per dimensionar les proteccions magnetotèrmiques que s'instal·laran en aquest tram. Aquestes hauran de ser més restrictives que la corba de fusió dels conductors per assegurar que poden aguantar el corrent de curtcircuit com a mínim fins que s'activin les proteccions.

Els valors que es coneixen són la tensió de línia de 400 V i la potència aparent del centre de transformació, que pot ser de 250 kVA o de 400 kVA. Per aquest cas s'escull el valor més desfavorable de 400 kVA. Se suposa una tensió de curtcircuit de 4%. Per calcular la intensitat de curtcircuit del bus de corrent altern s'utilitza l'equació 2.18.

$$I_{CC} = \frac{100 \cdot 400}{400 \cdot 4} = 25 \text{ kA} \quad (3.33)$$

I la densitat de corrent és:

$$\delta = \frac{I_{CC}}{S_n} = \frac{25 \text{ kA}}{150 \text{ mm}^2} = 166,67 \text{ A/mm}^2 \quad (3.34)$$

La densitat de corrent per conductors de coure amb aïllament XLPE, per una duració de curtcircuit de 0,1 segons és de 449 A/mm² de manera que es compleix amb el criteri d'intensitat de curtcircuit.

Per acabar, es comprova que amb la secció normalitzada escollida es compleixi el criteri de caiguda de tensió:

$$e (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot 145 \cdot 0,023}{150 \cdot 400} = 0,0115 = 1,15\% \quad (3.35)$$

El cable de neutre instal·lat tindrà una secció de 70 mm² segons estipula la taula 1 de la ITC-BT-7 del REBT per instal·lacions de baixa tensió subterrànies i serà de coure, amb el mateix aïllament que els conductors de fase i es connectarà a la posta a terra dissenyada per la instal·lació.

3.3.3.3. Proteccions

El generador fotovoltaic, igual que tota instal·lació elèctrica, haurà d'estar protegit contra sobrecàrregues, corrents de curtcircuit, sobretensions i contra contactes directes i indirectes.

Proteccions de corrent continu

A causa de la baixa intensitat al costat de corrent continu no seria necessària la instal·lació de proteccions contra sobreintensitats i curtcircuits, no obstant això, i per impedir que hi hagi corrents de polarització inversa, s'instal·laran fusibles seccionables per cada branca amb una intensitat assignada superior a la intensitat de disseny i inferior a la intensitat màxima inversa especificada al full de característiques del mòdul fotovoltaic:

$$I_{disseny} = 1,25 \cdot I_{SC,STC} = 1,25 \cdot 10 = 12,5 \text{ A} \quad (3.36)$$

Els fusibles instal·lats seran del fabricant DFelectric, del tipus gPV i tindran una intensitat i tensió assignades de 15 A i 1000V respectivament i un PdC de 30 kA. S'instal·laran dos unitats per cada branca, un per la polaritat positiva i l'altre per la polaritat negativa. La caixa de connexions té capacitat per la instal·lació d'aquestes proteccions. Es necessitaran un total de 30 fusibles, dos per cada una de les branques.

La caixa de connexions consta també de dispositius de protecció contra sobretensions de categoria II, de 1000 V i intensitat màxima de 40 kA que s'hauran de connectar a terra mitjançant un conductor de protecció.

A més a més, cadascun dels panells fotovoltaics anirà connectat a la posta a terra de la instal·lació fotovoltaica per evitar defectes per impactes atmosfèrics.

El costat de corrent continu de l'inversor fotovoltaic té integrades algunes funcions de protecció per tal de desconectar automàticament el circuit en cas de detectar alguna irregularitat. Concretament, pel costat de CC té un seccionador dimensionat per sobre de la màxima corrent d'entrada de continua.

Proteccions de corrent altern

Per protegir el circuit contra sobrecàrregues i curtcircuits es farà ús d'un interruptor magnetotèrmic de 4 pols que estarà dimensionat per sobre de la intensitat nominal del circuit, això és, la intensitat de sortida de l'inversor:

$$I_{IA} \geq 1,25 \cdot I_n = 1,25 \cdot \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} \cdot U_{tram} \cdot \cos(\varphi)} = 1,25 \cdot \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 180,42 \text{ A} \quad (3.37)$$

L'interruptor automàtic utilitzat serà de 4 pols d'intensitat assignada de 200 A amb relé tèrmic regulable de $(0,63-0,8-1) \times I_n$ i un PdC de 40 kA, superior a la intensitat de curtcircuit del tram a protegir. El model és el HNB201H del fabricant Hager.

La protecció contra contactes indirectes es farà mitjançant l'ús d'un interruptor diferencial, que en cas de detectar una anomalia, desconnectarà automàticament el circuit de la font de tensió. L'interruptor serà de 4 pols, classe AC, amb una I_n de 200 A i un sensibilitat de 300mA.

A més, l'inversor porta integrat un interruptor seccionador adequat per la capacitat d'aquest, de manera que es podrà desconnectar el sistema d'alimentació tant per la part de corrent continu com per la de corrent altern. També inclou proteccions contra funcionament en mode illa i proteccions contra variacions de freqüència per tal que la potència de sortida sigui acceptable per la xarxa. Porta incorporades proteccions contra sobretensions que hauran de tenir com a mínim $U_p < 1,2$ kV, $I_{m\grave{a}x}$ de 60 kA, I_n de 30 kA i classe III i que protegiran la instal·lació contra sobretensions transitòries, causades normalment per efectes atmosfèrics.

Posta a terra

Degut a que tant el camp fotovoltaic, les proteccions d'aquest, l'inversor fotovoltaic i de bateries, les bateries i les proteccions del circuit de bateries, han d'anar connectades a terra, i com que es troben a una distància considerable de l'hospital, estimada en 120 metres, on es troba la connexió a terra de la instal·lació ja existent, s'ha cregut convenient dissenyar una altra instal·lació de connexió i un elèctrode de posta a terra per aquest objecte.

Els conductors de protecció es dissenyaran en funció de la secció dels conductors de fase de la instal·lació. En aquest cas els conductors amb una secció més elevada són els de la part de corrent altern de la instal·lació fotovoltaica, amb una secció de 150 mm². Segons la ITC-BT-18 la secció dels conductors de protecció, per seccions de conductors de fase superiors a 35 mm², serà la meitat d'aquests.

$$S_p = \frac{S_n}{2} \text{ si } S_n > 35 \text{ mm}^2 \rightarrow S_p = \frac{150}{2} = 75 \text{ mm}^2 \quad (3.38)$$

La secció normalitzada immediatament superior és de 95 mm², així que s'escull aquesta secció per els conductors de protecció de tota la instal·lació fotovoltaica i la instal·lació del camp de bateries. Aquests conductors hauran de ser de coure i aniran recoberts amb aïllament de polietilè reticulat, especialment dissenyat per aplicacions a la intempèrie.

Pel disseny de l'elèctrode se suposa que el terreny de l'emplaçament d'aquest es farà en terreny argilós amb un valor mig de resistivitat de 300 ohm·m. Segons la ITC-BT-18 es pot calcular la resistència de l'elèctrode tenint en compte la resistivitat del terreny i la geometria de la posta a terra amb les expressions següents:

- Per una planxa enterrada:

$$R_{planxa} = \frac{0,8 \cdot \rho}{P} \quad (3.39)$$

- Per una pica:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{n \cdot L} \quad (3.40)$$

- Per un conductor:

$$R_{cond} = \frac{2 \cdot \rho}{L} \quad (3.41)$$

En el cas que s'utilitzi més d'una tipologia d'elèctrode es considera que les resistències individuals de cadascun es troben connectades en paral·lel.

En aquest cas s'escull una posta a terra formada per 8 piques verticals de 2 metres de longitud en col·locades en forma d'anell, i enterrat a 0,8 metres de profunditat, de manera que la resistència, segons les equacions 3.39 i 3.40, és de:

$$R_{pica} = \frac{300}{8 \cdot 2} = 18,75 \, \Omega \quad (3.42)$$

$$R_{planxa} = \frac{0,8 \cdot 300}{16} = 15 \, \Omega \quad (3.43)$$

$$R_{PaT} = \frac{R_{pica} \cdot R_{planxa}}{R_{pica} + R_{planxa}} = \frac{18,75 \cdot 15}{18,75 + 15} = 8,33 \, \Omega \quad (3.44)$$

Tenint en compte que la sensibilitat dels instruments de protecció diferencial és de 300 mA, aquesta haurà de ser la intensitat màxima de defecte:

$$V_d = I_d \cdot R_{PaT} = 300 \cdot 10^{-3} \cdot 8,33 = 2,5 \, V \quad (3.45)$$

La tensió de defecte màxim de la instal·lació és de 24 V, segons la ITC-BT-18, que com es pot comprovar, queda molt per sobre de la tensió de defecte amb el sistema de posta a terra dissenyat.

La distància mínima entre dos elèctrodes independents queda definida per l'expressió següent:

$$D = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot U} = \frac{300 \cdot 300 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot \pi \cdot 6,46} = 2,23 \, m \quad (3.46)$$

On:

I_d : Intensitat de defecte.

U : el doble de la tensió de contacte màxima admissible que es calcula de la següent manera com:

$$U = 2 \cdot K \cdot \rho \cdot I_d \rightarrow \frac{U}{2} = 0,0359 \cdot 300 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 3,23 \, V \quad (3.47)$$

Segons el procediment marcat per UNESA un elèctrode com l'escollit, de 8 piques de 2 metres cada una, unides per un quadrat conductor de 4 m de costat i enterrat 0,8 m la K té un valor de 0,0359.

La distància entre l'elèctrode de la posta a terra de la instal·lació i la posta a terra del centre de transformació haurà de ser més gran que 2,23 m.

Finalment, l'elèctrode escollit es defineix amb el següent codi normalitzat per UNESA, 40-40/8/82.

3.3.3.4. Esquema elèctric de la instal·lació fotovoltaica

A la Figura 3.9. es poden veure els components del camp fotovoltaic, els panells fotovoltaic, l'inversor i les proteccions en el costat de corrent altern i de corrent continu. A l'apartat d'annexos B. Plànols es poden veure amb més detall i descripció les parts de la instal·lació.

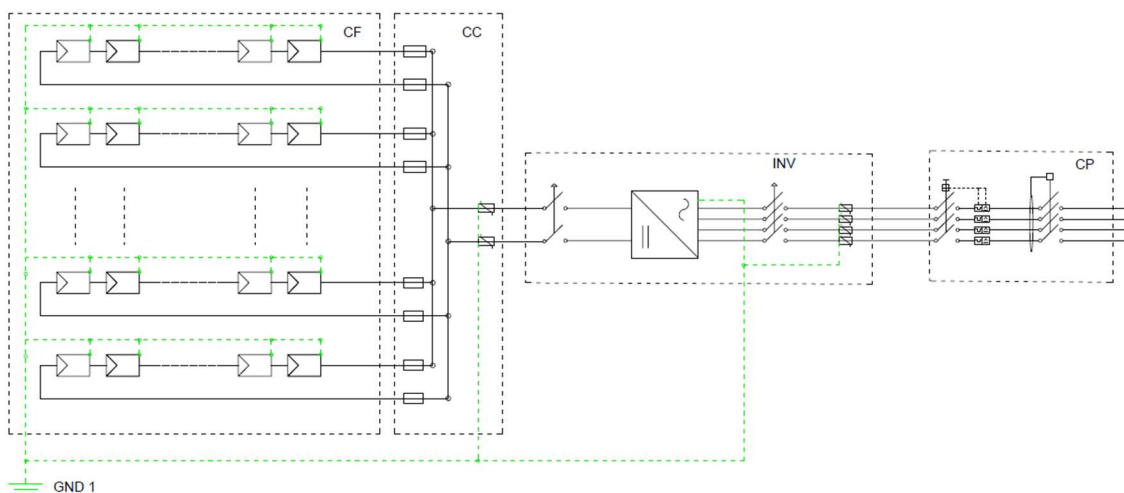


Figura 3.9. Esquema multifilar de la instal·lació fotovoltaica. Font: pròpia.

3.3.4. Generador dièsel

Degut a que el local on es farà la instal·lació és considera local de pública concurrència segons el REBT-ITC-BT-28, s'ha decidit instal·lar una font d'alimentació complementaria, amb una potència, segons l'apartat 3.3.1, del 60% de la potència màxima de consum.

$$P_G = 60\% \cdot P_{m\grave{a}x} = 60\% \cdot 170 \text{ kW} = 102 \text{ kW} \quad (3.48)$$

El grup electrogen es posarà en funcionament quan no hi hagi accés a la xarxa o bé quan la tensió d'alimentació provinent de xarxa disminueixi per sota d'un 70% del seu valor nominal, reduint en tots els casos, el consum de combustible amb el generador fotovoltaic o les bateries.

A Palestina, concretament a l'Hospital de An-Najah, la xarxa cau amb una freqüència de 8,7 vagades al mes amb una duració mitja de cada tall de 3,7 hores, de manera que el funcionament mitjà anual del generador dièsel serà de 387 hores amb una potència de 102 kW.

Com ja s'ha explicat en el punt 2.2.4.1, per garantir el correcte funcionament i optimitzar la vida útil del grup electrogen, es fixa una potència mínima de generació del 30% de la potència nominal del generador, de manera que quan la demanda energètica sigui inferior a aquest valor i no hi hagi accés a la xarxa, es farà ús de la potència fotovoltaica i de les bateries per alimentar les càrregues. A més, també es reduirà el consum del generador i s'augmentarà la penetració fotovoltaica de la microxarxa.

Així doncs, el grup electrogen escollit és del fabricant espanyol Inmesol model IV-145, que s'ha escollit pel baix consum de combustible en comparació amb altres opcions del mercat i per l'adequació de les prestacions elèctriques a les necessitats de la microxarxa a dissenyar. Les característiques principals del generador es mostren a la taula 3.8.

Taula 3.8 Característiques elèctriques del grup electrogen Inmesol IV-145 . Font: Full de característiques.

Paràmetre	Abreviació	Valor
Voltatge	V (V)	400/230
Freqüència	f (Hz)	50
Fases	nf	3
Factor de potència	cos (ϕ)	0,8
Potència continua	PPRP (kW)	103,80
Potència d'emergència	PLTP (kW)	114,40

El grup escollit té instal·lat un quadre de control automàtic amb commutació automàtica que farà que el grup es posi en marxa automàticament quan detecti que la xarxa falla i l'apagarà en el cas que la connexió a la xarxa es restableixi.

3.3.4.1. Sistema de distribució

En aquest cas els conductors de la sortida del generador fins al punt de connexió del bus de corrent altern formen un únic tram.

Es considera que el grup electrogen estarà situat en una de les plantes subterrànies de l'edifici per tal d'evitar molèsties per contaminació acústica. Així doncs, els conductors connectaran la sortida de l'alternador a la entrada de la caixa de connexions d'alterna. Aquests s'instal·laran per canal protectora fixada sobre paret i no propagadora del foc, corresponent-se aquest tipus d'instal·lació al tipus B2 segons la ITC-BT-19.

Els cables seran conductors de coure tetrapolars, del tipus RZ1-K, de tensió assignada 0,6/1 kV i amb aïllament XLPE. A continuació es determina la secció dels conductors:

La intensitat de sortida del grup electrogen es calcula amb la potència aparent i la tensió com:

$$I_{disseny} = 1,25 \cdot I_{gen} = 1,25 \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1,25 \cdot \frac{143 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 258 \text{ A} \quad (3.49)$$

Pel dimensionat de la secció dels conductors es considera que la distància entre el generador dièsel i la caixa de connexions de alterna és de 100 metres, utilitzant l'expressió 2.16 per conductors trifàsics en corrent altern:

$$S_{disseny} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 258 \cdot 0,023}{0,015 \cdot 400} = 171,29 \text{ mm}^2 \quad (3.50)$$

La secció normalitzada immediatament superior al de la $S_{disseny}$ és de 185 mm², que pels conductors i mode d'instal·lació escollits, té una intensitat màxima admissible de 329 A.

El factor de correcció per temperatura té un valor de 0,78 ja que es considera el pitjor cas que contempla la norma, amb una temperatura de 60°C. El factor per exposició solar és 1 ja que la instal·lació estarà dins l'edifici. El factor d'agrupació de circuits, al haver-hi únicament un circuit a l'interior de la canaleta, té un valor de 1.

$$I_{màx,corregida} = 0,78 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 329 = 256,62 \text{ A} > 261,61 \text{ A} \rightarrow \text{no compleix} \quad (3.51)$$

La següent secció normalitzada és la de 240 mm² amb una intensitat màxima admissible de 385 A.

$$I_{màx,corregida} = 0,78 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 385 = 300,30 \text{ A} > 261,61 \text{ A} \rightarrow \text{compleix} \quad (3.52)$$

Es comprova que amb la secció normalitzada escollida es compleix el criteri per caiguda de tensió:

$$e (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 261,61 \cdot 0,023}{240 \cdot 400} = 0,011 = 1,10\% \quad (3.53)$$

Per acabar, s'aplica el criteri d'intensitat de curtcircuit. Com ja s'ha calculat la intensitat de curtcircuit pel dimensionat dels conductors del camp fotovoltaic, únicament s'haurà de calcular la densitat de corrent pel tram objecte d'estudi amb l'equació 2.19:

$$\delta = \frac{I_{CC}}{S_n} = \frac{25 \text{ kA}}{240 \text{ mm}^2} = 104,17 \text{ A/mm}^2 \quad (3.54)$$

La densitat de corrent per conductors de coure amb aïllament XLPE, per una duració de curtcircuit de 0,1 segons és de 449 A/mm² de manera que es compleix amb el criteri d'intensitat de curtcircuit.

El conductor neutre d'aquest circuit serà de coure amb el mateix aïllament que els conductors de fase i tindrà una secció de 120 mm² segons dicta la taula 1 de la ITC-BT-7. Anirà connectat a la posta a terra per protegir l'equip contra sobretensions produïdes per efectes atmosfèrics

3.3.4.2. Proteccions

El generador dièsel porta incorporades proteccions contra sobrecàrregues i curtcircuits, fa ús d'un interruptor magnetotèrmic de 4P, 250 A i corba D, que protegirà les tres fases i el neutre. Per altra banda, es considera recomanable afegir protecció diferencial contra possibles derivacions creades per contactes directes o indirectes, ja que és una opció incorpora el grup electrogen. El calibre d'aquesta protecció serà de 250 A amb una sensibilitat de 300 mA i protecció als 4 pols, classe AC.

A més, el grup electrogen consta d'un interruptor de commutació automàtic que posa en marxa el generador quan detecta un defecte de la xarxa de distribució i el para quan aquesta es torna a connectar. Consta també de proteccions internes a l'alternador per alt i baix voltatge i per variacions a la freqüència de generació.

En el cas que la generació fotovoltaica sigui superior al consum de l'Hospital, l'inversor fotovoltaic haurà de regular-la per impedir que l'excedent de potència malmeti el generador dièsel reduint la vida útil d'aquest.

Per protegir el sistema contra sobretensions transitòries s'instal·larà també un descarregador de sobretensions. El model escollit és el SLS-B+C50/3+1, del fabricant Ingesco amb $U_p < 1,2$ kV, $I_{m\grave{a}x}$ de 60 kA, I_n de 30 kA i classe II.

La carcassa del grup electrogen es connectarà a la posta a terra existent a l'hospital per protegir al personal autoritzat que tingui accés al generador contra contactes indirectes.

3.3.4.3. Esquema elèctric de la instal·lació del grup electrogen

Per il·lustrar el resultat final, s'adjunta l'esquema elèctric del generador dièsel a la figura 3.10.

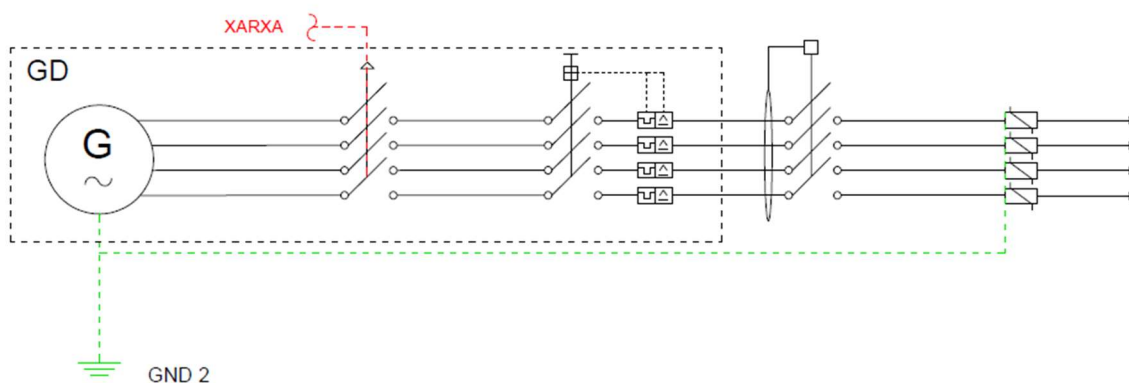


Figura 3.10. Esquema multifilar de la instal·lació del grup electrogen. Font: pròpia.

Es poden veure amb més detalls i descripcions a l'apartat d'annexos B. d'aquest document.

3.3.5. Bateries

Les funcions principals del camp de bateries del sistema dissenyat són:

- Contribució a la funcionalitat de *peak shaving*, que es basa en actuar quan així ho requereixi el sistema de gestió d'energia, per arribar a la potència de *peak shaving* definida a l'apartat 3.3.3 amb un valor de 100 kW.
- Contribució a la funcionalitat de *fuel saving*. Es reduirà el consum de dièsel quan el camp fotovoltaic no estigui disponible o no generi suficient energia mitjançant l'energia de les bateries. Per aquesta aplicació s'ha decidit que el consum de dièsel es reduirà un 10% i que les bateries únicament es posaran en funcionament quan el generador fotovoltaic no compleixi aquest requeriment.

S'haurà de dimensionar el camp de bateries per que pugui complir amb la funció més restrictiva de les dues definides. A continuació es procedeix a fer un estudi per determinar quina de les dues requereix de més potència del camp de bateries.

Peak Shaving

Amb una potència de *peak shaving* de 100 kW i una potència pic del generador fotovoltaic de 103,95 kWp es fa una simulació assumint que:

- Les bateries estaran inicialment carregades al màxim.
- El perfil de consum setmanal és constant al llarg de l'any (no es tenen en compte les possibles variacions del consum entre estacions).
- El perfil de generació fotovoltaic considerat és el més menys favorable per la generació fotovoltaica, el del mes de gener.

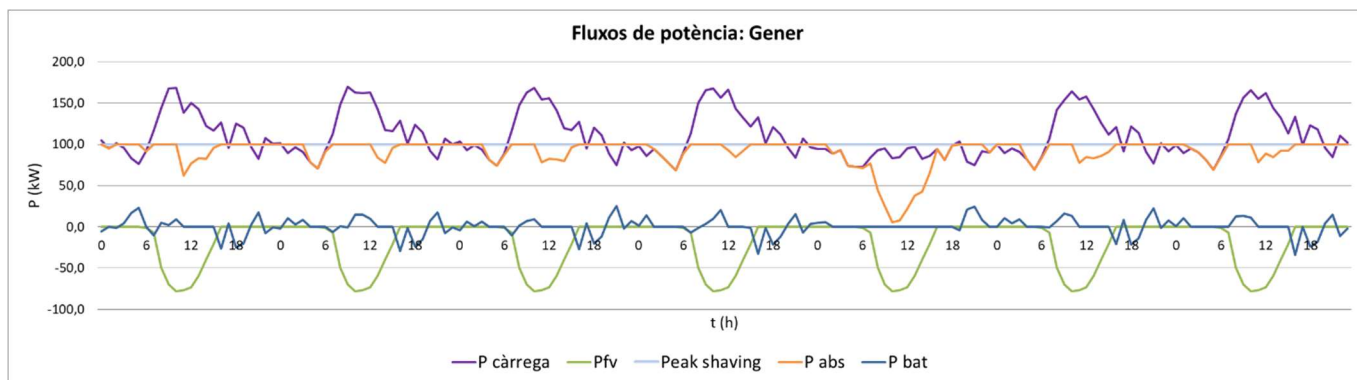


Figura 3.11. Fluxos de potència pel mes de Gener. Font: pròpia.

Com es pot veure al gràfic de la Figura 3.11. extret amb les dades de generació fotovoltaica mitjanes pel mes de gener i amb un *peak shaving* de 100 kW, la potència màxima necessària del camp de bateries és de 27,6 kW.

Segons la simulació feta, per complir amb l'objectiu de *peak shaving* les bateries entraran en funcionament quan el camp fotovoltaic no generi suficient energia, això és, a les últimes hores del dia o en les ocasions en les hi hagi nuvolositat densa. El temps màxim de funcionament de les bateries és de 3 hores. Així doncs, la capacitat total de les bateries serà:

$$I_{màx,bat} = \frac{27,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,92} = 43,3 \text{ A} \quad (3.55)$$

Segons dades extretes per l'equip de MEDSolar el factor de potència de la instal·lació és aproximadament del 0,92. I la tensió de la xarxa és de 400 V.

$$C_{tot} = I_{màx,bat} \cdot t = 43,3 \cdot 3 = 129,90 \text{ Ah} \quad (3.56)$$

Fuel saving

En aquest cas les bateries es dimensionaran per tal de reduir el consum de combustible en un 10% quan la generació fotovoltaica no compleixi aquest criteri. Per aconseguir això es considera que la potència del generador dièsel s'haurà de reduir de manera proporcional sense excedir el límit inferior de funcionament d'aquest, estipulat en un 30% de la potència nominal. La potència màxima de les bateries serà de 11,4 kW.

Els talls es donen una mitjana de 8,7 vegades al mes amb una durada mitjana 3,7 hores. Considerant que les bateries estiguin carregades a l'inici del tall i per una tensió 400 V i un factor de potència de 0,92:

$$I_{màx,bat} = \frac{11,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,92} = 17,88 \text{ A} \quad (3.57)$$

La bateries hauran de tenir prou capacitat per descarregar amb una intensitat de 17,88 A durant 3,7 hores.

$$C_{tot} = 17,88 \cdot 3,7 = 66,16 \text{ Ah} \quad (3.58)$$

Es determina un 10% de reducció del consum amb bateries per no fer un ús abusiu d'aquestes, ja que quan més s'utilitzin menys vida útil tindran.

La funcionalitat més restrictiva és la de *peak shaving* que requereix una capacitat total de 129,9 Ah, de manera que es dimensionarà el camp de bateries en funció d'aquesta capacitat per tal que es puguin dur a terme les dues polítiques d'estalvi energètic.

Coneixent la potència necessària de les bateries es procedeix a escollir un inversor. L'inversor fotovoltaic escollit és del fabricant Zigor. Es decideix escollir un inversor del mateix fabricant ja que facilita en gran mesura la implementació del sistema de gestió d'energia.

L'inversor escollit per les bateries és, del fabricant Zigor, el model BG3 30 T. Les característiques d'aquest es poden veure a la taula adjunta a continuació:

Taula 3.9 Característiques de l'inversor Zigor Solar BG3 30 T. Font: Full de característiques.

Paràmetre	Abreviació	Valor
Potència nominal encorrent continu	P (kW)	31
Rang de tensió en corrent continu	V_{MPPT} (V_{DC})	300 / 720
Tensió màxima en CC admissible	$U_{màx,CC}$ (V)	880
Corrent màxima en CC admissible	$I_{màx,CC}$ (A)	103
Potència nominal en corrent altern	P_{CA} (kW)	30
Tensió nominal en corrent altern	U_{CA} (V)	3x400
Intensitat nominal en corrent altern	$I_{CA,nom}$ (A)	44
Freqüència	f (Hz)	50

Els fabricants donen la capacitat de les bateries en funció del temps que poden lliurar una determinada intensitat. Els valors normalitzats són per 120, 100, 50, 24, 10 i 5 hores de manera que per determinar el model de bateries necessàries es defineix la capacitat pel valor normalitzat més proper al de l'aplicació objecte de disseny:

$$C_5 = I_{màx,bat} \cdot t = 43,3 \cdot 5 = 216,5 \text{ Ah} \quad (3.59)$$

Finalment, el model de bateries escollit és el Sun Power VL 6-330, del fabricant Hoppecke. És una bateria monobloc del tipus estacionari de plom-àcid, amb llarga vida útil i poca necessitat de manteniment. Les característiques principals d'aquest model es poden veure a continuació:

Taula 3.10 Característiques de les bateries Hoppecke Sun Power VL 6-330. Font: Full de característiques.

Paràmetre	Abreviació	Valor
Tensió de funcionament	V (V)	6
Capacitat per 100 h	C_{100} (Ah)	330
Capacitat per 5 h	C_5 (Ah)	220

Els límits de funcionament de l'inversor, de la mateixa manera que en el camp fotovoltaic, serveixen per dimensionar les bateries i la configuració sèrie i paral·lel d'aquestes pel correcte funcionament de la instal·lació.

En aquest cas les bateries són de 6 V i segons les especificacions tècniques de l'inversor, la tensió d'entrada s'ha de trobar entre 300 i 720 V, de manera que el nombre de bateries connectades en paral·lel es defineix entre el següents límits:

$$N_{m\grave{a}x,serie} = \frac{V_{m\grave{a}x,DC}}{V_{bat}} = \frac{720}{6} = 120 \text{ bateries} \quad (3.60)$$

$$N_{min,serie} = \frac{V_{min,DC}}{V_{bat}} = \frac{300}{6} = 50 \text{ bateries} \quad (3.61)$$

Es decideix que la configuració del camp de bateries consti d'una línia de 70 bateries connectades en sèrie.

També es comprova que la potència en corrent altern de l'inversor sigui superior a la potència del camp de bateries requerida pel sistema:

$$P_{CA} > P_{m\grave{a}x,bat} \rightarrow 30 \text{ kW} > 27,6 \text{ kW} > 11,4 \text{ kW} \quad (3.62)$$

El fabricant fixa la màxima profunditat de descàrrega en el 80% de la capacitat nominal per garantir uns mínims de vida útil de les bateries, no obstant això, com es farà ús de les bateries menys temps que pel que s'han dissenyat es considera que es pot reduir aquest valor fins al 70% establint un estat de càrrega mínim del 30%. El temps de càrrega màxim recomanat pel fabricant és de 3 hores amb una intensitat màxima de càrrega de 10 A per I_{10} .

Quan es passi a l'estat de desconnexió de la xarxa serà funció de les bateries alimentar les càrregues crítiques, juntament amb la generació fotovoltaica, l'interval de temps necessari fins que el grup electrogen es posi en marxa per tal de garantir la continuïtat en el subministrament.

3.3.5.1. Sistema de distribució

El sistema de distribució del camp de bateries consta de dues parts, la part de corrent continu, que connecta les bateries amb l'inversor, i la part de corrent altern que arriba fins la caixa de connexió del bus d'alterna.

Conductors de corrent continu

Els cables utilitzats són conductors unipolars de coure, del tipus RZ1-K amb tensió assignada de 1 kV i aïllament de XLPE. La instal·lació es farà amb safata perforada considerat a la ITC-BT-19 tipus d'instal·lació E.

Per determinar la secció d'aquests s'utilitzarà l'equació 2.15, que ja s'ha utilitzat pel dimensionat dels conductors de continua del camp fotovoltaic.

En aquest cas la intensitat de disseny serà la intensitat màxima que hauran d'alliberar les bateries calculada, amb un valor de 43,3 A. La longitud del tram de continua és de 20 metres fins l'inversor.

$$I_{disseny} = 1,25 \cdot I_{màx,bat} = 1,25 \cdot 43,3 = 54,13 \text{ A} \quad (3.63)$$

$$U_{tram} = V_{bat} \cdot N_{bat} = 6 \cdot 70 = 420 \text{ V} \quad (3.64)$$

$$S_{disseny} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 54,125 \cdot 0,023}{0,015 \cdot 420} = 7,90 \text{ mm}^2 \quad (3.65)$$

La secció normalitzada immediatament superior és de 10 mm² amb una intensitat màxima admissible de 78 A.

Per fer la comprovació per intensitat màxima admissible, el factor de correcció per temperatura (f_T) tindrà un valor de 0,78 ja que es considera una temperatura de 60 °C. La exposició al sol és nul·la ja que tant les bateries com l'inversor es troben dins un armari habilitat de manera que el factor de correcció serà 1 igualment que el factor per agrupament de circuits (f_A) ja que hi ha únicament un circuit.

$$I_{màx,corregida} = 0,78 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 78 = 60,84 \text{ A} > 66,16 \text{ A} \rightarrow \text{no compleix} \quad (3.66)$$

La següent secció normalitzada és la de 16 mm² amb una intensitat màxima admissible de 104 A.

$$I_{màx,corregida} = 0,78 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 104 = 81,16 \text{ A} > 66,16 \text{ A} \rightarrow \text{compleix} \quad (3.67)$$

Amb aquesta secció la caiguda de tensió té un valor de:

$$e (\%) = \frac{2 \cdot 20 \cdot 43,43 \cdot 0,023}{16 \cdot 420} = 0,0059 = 0,59 \% \quad (3.68)$$

Al dimensionar els cables per una intensitat de 1,25 el valor de la intensitat requerida es garanteix que el corrent de curtcircuit està per sota de la intensitat admissible pel conductor.

Conductors de corrent altern

Aquest tram uneix la sortida de l'inversor amb la caixa de connexions del bus d'alterna que es troba situada aproximadament a 120 m de la instal·lació del camp de bateria. Es farà la instal·lació dels conductors subterrània, pel mateix conducte creat per la instal·lació fotovoltaica separant els conductors de les bateries dels del camp fotovoltaic una distància de 25 cm.

La secció necessària és:

$$I_{disseny} = 1,25 \cdot I_{inv,bat} = 1,25 \cdot 44 = 55 \text{ A} \quad (3.69)$$

$$S_{dissemy} = \frac{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot 55 \cdot 0,023}{0,015 \cdot 400} = 43,82 \text{ mm}^2 \quad (3.70)$$

La secció normalitzada immediatament superior és de 50 mm² amb una intensitat màxima admissible de 138 A. Els factors de correcció són els mateixos que pel cas dels conductors del camp fotovoltaic de corrent altern. Un factor de correcció per temperatura del terreny (f_T) de 0,86, per conductivitat diferent a la de 2,5 km/W (f_{RT}) de 1,1, ja que el terreny es considera sorrenc i molt sec. I el factor de correcció per agrupació de circuits (f_A) de 0,85. De la mateixa manera que pel cas anàleg ja dimensionat, no s'aplicarà el factor de profunditat al considerar-se una profunditat de 0,7 m que és la de referencia i tampoc existeix factor de correcció per exposició al Sol. Així doncs la comprovació per criteri d'intensitat màxima admissible es mostra a continuació:

$$I_{màx,corregida} = 0,86 \cdot 1,1 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 138 = 110,97 \text{ A} > 55 \text{ A} \rightarrow \text{compleix} \quad (3.71)$$

Per fer la comprovació pel criteri d'intensitat de curtcircuit s'utilitza la intensitat de curtcircuit de 25 kA calculada anteriorment i la secció dels conductors normalitzada:

$$\delta = \frac{I_{CC}}{S_n} = \frac{25 \text{ kA}}{50 \text{ mm}^2} = 500 \text{ A/mm}^2 \quad (3.72)$$

En aquest cas no es compleix el criteri ja que la densitat de corrent màxima per una duració de 0,1 segons, que és la immediatament superior que la de disseny de les proteccions, és de 449 A/mm². Per això es determina que la secció dels cables serà la primera normalitzada que compleixi amb aquest criteri:

$$\delta = \frac{I_{CC}}{S_n} = \frac{25 \text{ kA}}{70 \text{ mm}^2} = 357,14 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \quad (3.73)$$

La secció necessària dels conductors de corrent altern de les bateries és de 70 mm².

Es comprova que amb la secció normalitzada escollida es compleix el criteri per caiguda de tensió:

$$e (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot 44 \cdot 0,023}{70 \cdot 400} = 0,0075 = 0,75\% \quad (3.74)$$

El conductor neutre per aquesta part del sistema de distribució tindrà una secció de 35 mm², serà de coure amb aïllament XLPE. Es connectarà a la posta a terra del sistema fotovoltaic.

3.3.5.2. Proteccions

En aquest cas, igual que a la instal·lació fotovoltaica s'instal·laran proteccions als dos costats de l'inversor de bateries per tal de protegir tant a les persones que tinguin accés com la pròpia instal·lació.

Proteccions de corrent continu

Per protegir el circuit de corrent continu s'instal·laran proteccions contra sobrecàrregues i contra curtcircuits de manera que la intensitat nominal d'aquestes estigui per sota de la intensitat màxima dels conductors dissenyats i del valor d'intensitat màxima admissible en corrent continu de l'inversor. S'utilitzaran fusibles especialment dissenyats per la protecció de bateries, concretament el model NH000 del fabricant DFelectrics amb intensitat nominal de 100 A, tensió de màxima de 440 V i PdC 30 kA. S'instal·laran dos fusibles, un per cada polaritat del circuit.

L'inversor porta incorporat, al costat de corrent continu, un seccionador del circuit d'entrada de manera que es pugui desconectar el camp de bateries per fer-ne el manteniment, també inclou proteccions contra sobretensions.

Les carcasses de les bateries estaran connectades a la posta a terra de la instal·lació de manera que el personal amb accés no pugui partir derivacions per contacte indirecte. Les parts actives de la instal·lació estaran protegides amb proteccions passives per tal d'evitar derivacions per contacte directe.

Proteccions de corrent altern

De la mateixa manera que pel cas anterior, l'inversor incorpora un interruptor seccionador que permet aïllar el camp de bateries des de l'inversor aigües amunt. També té proteccions contra variacions de freqüència i contra sobretensions de manera que s'hauran de connectar a la posta a terra. Les característiques d'aquestes proteccions hauran de ser com a mínim, $U_p < 1,2 \text{ kV}$, $I_{m\grave{a}x}$ de 60 kA, I_n de 30 kA i classe III.

El circuit es protegirà contra sobrecàrregues i curtcircuits mitjançant l'ús d'un interruptor automàtic d'intensitat nominal per sobre de la intensitat nominal del circuit:

$$I_{IA} \geq 1,25 \cdot I_n = 1,25 \cdot \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} \cdot U_{tram} \cdot \cos(\varphi)} = 1,25 \cdot \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 43,30 \text{ A} \quad (3.75)$$

L'interruptor automàtic utilitzat serà de 4 pols d'intensitat assignada de 50 A i un PdC de 15 kA. El model és el NBN450A del fabricant Hager.

La protecció contra contactes indirectes es farà mitjançant l'ús d'un interruptor diferencial del fabricant Hager concretament el model CFC763J. L'interruptor protegeix els 4 pols, classe AC, amb una intensitat assignada de 63 A i un sensibilitat de 300mA.

Tant les bateries, com l'inversor fotovoltaic, l'inversor de bateries i les proteccions corresponents a cada instal·lació, s'instal·laran en una construcció modular per tal de protegir-les contra els

efectes mediambientals i per restringir l'accés al personal no autoritzat. El mòdul serà el model CMT Solar 4800 del fabricant Consmetal, amb unes dimensions de 4800X2400X2836mm.

3.3.5.3. Esquema elèctric de la instal·lació del camp de bateries

A continuació, tal i com s'ha fet per les instal·lacions dels generadors fotovoltaic i de dièsel, s'adjunta l'esquema elèctric de la instal·lació del camp de bateries. Aquesta imatge es pot veure també a l'annex de plànols de la instal·lació.

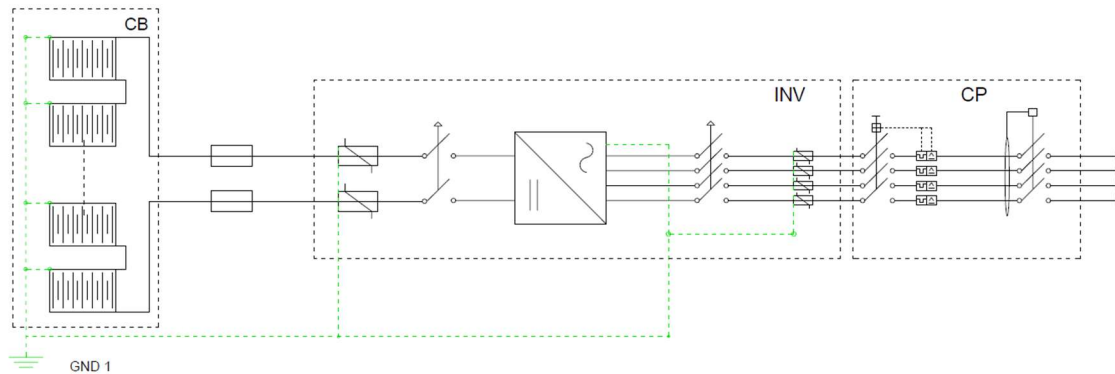


Figura 3.12. Esquema multifilar de la instal·lació d'emmagatzematge. Font: propia.

3.4. Simulacions del sistema

Per comprovar el correcte funcionament de la microxarxa dissenyada, i que la complementació entre les diferents fonts, per tal d'acomplir amb les polítiques energètiques de *peak shaving* i de *fuel saving*, és òptima, s'exposaran i comentaran diversos escenaris. Aquests s'han obtingut a partir de la implementació de sistema de consums de l'Hospital en Excel, i la imposició, mitjançant expressions matemàtiques, que aquest consum s'alimenti amb els criteris descrits en punts anteriors d'aquest document. Per fer les simulacions s'ha partit de les següent premisses:

- El perfil de consum és la mitjana anual obtinguda de les dades reunides per l'equip MEDSolar.
- Les bateries estaran carregades a l'inici de cada simulació.

Cal fer esment de les complicacions en la presa de dades del consum per part de l'equip MEDSolar, que fan que en el cinquè dia de la setmana, com es pot veure en els resultats de les simulacions, hi hagi valors molt diferents als valors mitjos de la resta de dies. Per això els valors mitjans que apareixen en els comentaris de les simulacions no contemplen les dades d'aquest dia.

Els gràfics adjunts a continuació mostren els fluxos de potència en diferents escenaris pensats per comprovar l'efectivitat i funcionalitats de la microxarxa. Els fluxos de potència poden ser de generació, els quals es mostraran amb valors negatius als gràfics, o de absorció, que es mostraran amb valors positius.

Mitjana anual

A la Figura 3.13 es pot observar el funcionament de la microxarxa pels valors de consum i de generació fotovoltaica mitjans anuals i amb accés a la xarxa d'alimentació pública. Amb un valor de *peak shaving* de 100 kW, la potència provinent de la font fotovoltaica s'absorbeix completament i s'utilitzen les bateries per alimentar les càrregues a les últimes hores del dia, quan la generació fotovoltaica és nul·la i el consum supera el límit establert de 100 kW.

El consum té un valor mitjà de 114,4 kW, que es redueix, mitjançant les bateries i el camp fotovoltaic, a un valor de 89,1 kW i un valor d'absorció màxim de 100 kW, complint perfectament amb el criteri de millora energètic.

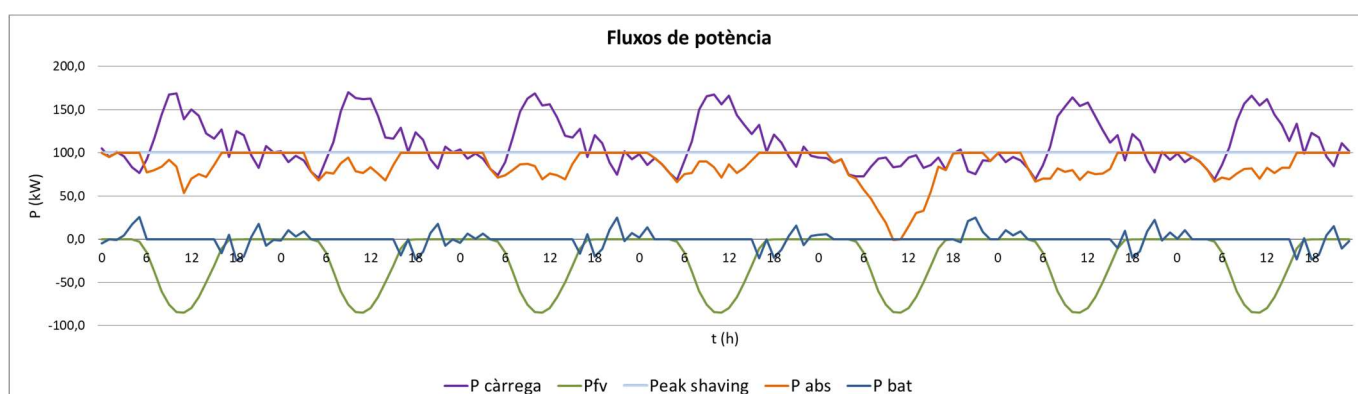


Figura 3.13. Fluxos de potència de la microxarxa per una setmana, mitjana anual. Font: pròpia.

A la Figura 3.14 es pot veure la influència de nuvolositat intermitent en el perfil de generació fotovoltaic durant dos dies de la setmana, i com això fa que variïn els fluxos de potència de les bateries i de la potència absorbida de la xarxa (P_{abs}), que en aquest cas augmenta el seu valor mitjà fins als 91,2 kW.

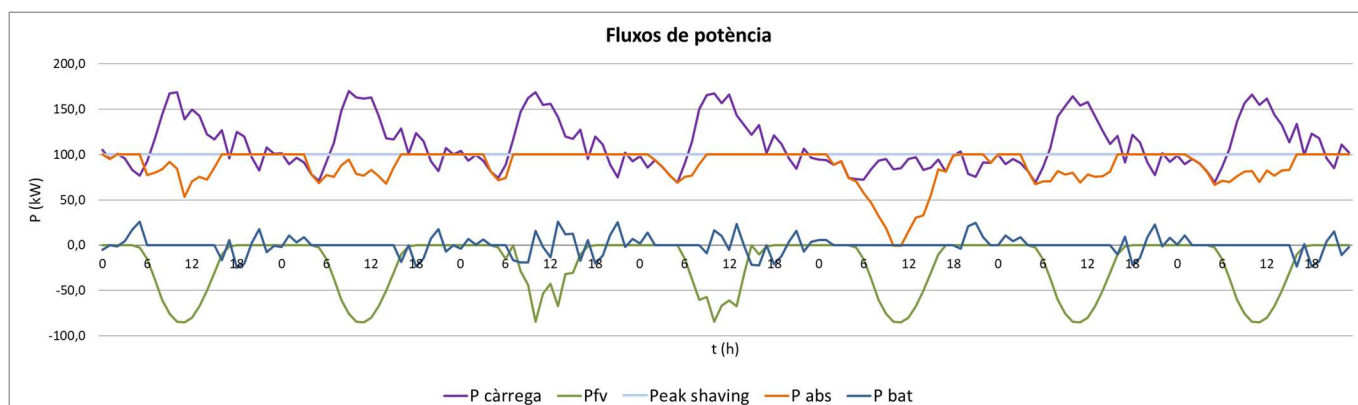


Figura 3.14. Fluxos de potència de la microxarxa per una setmana, mitjana anual, amb nuvolositat intermitent dimecres i dijous. Font: pròpia.

Gener

Per una setmana normal de Gener la generació fotovoltaica mitjana és de 15,4 kW i juntament amb les bateries s'aconsegueix reduir el consum de xarxa de 114,4 kW a 89,1 kW.

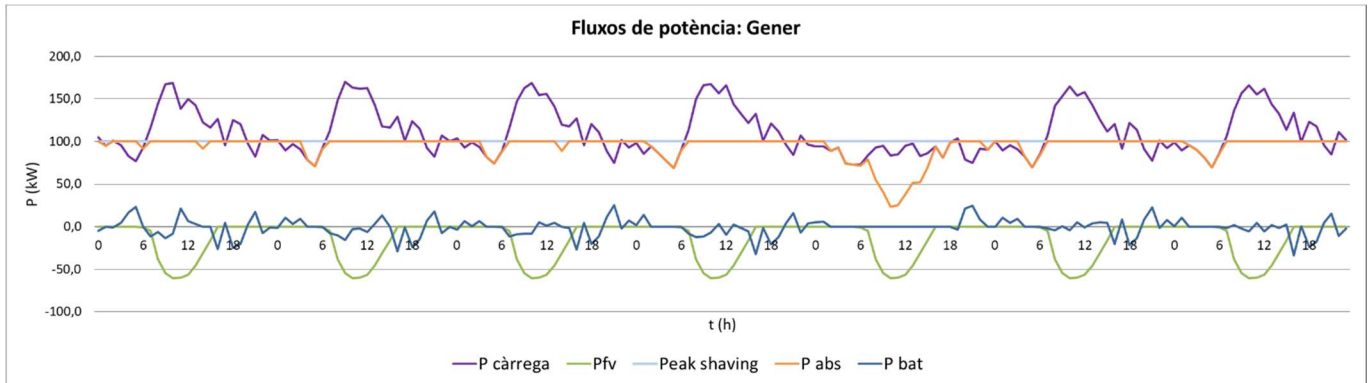


Figura 3.15. Fluxos de potència de la microxarxa per una setmana del mes de Gener. Font: pròpia.

Per un dia mitjà de Gener la generació fotovoltaica és menor que per un dia mitjà anual, de manera que per seguir amb el mateix nivell de *peak shaving* s'hauran d'utilitzar més les bateries.

A la situació simulada a la Figura 3.16, en la qual s'introdueixen dos dies amb nuvolositat constant, es pot veure com les bateries entreguen energia per reduir la potència absorbida de la xarxa fins al valor marcat de 100 kW durant les hores en les que hi ha generació fotovoltaica, mentre que en els casos anteriors, durant el dia, la generació fotovoltaica era suficient per reduir el consum de xarxa per sota del límit.

En aquest cas les bateries haurien d'entregar gran part de la càrrega, ja que al ser gener i haver-hi nuvolositat la generació fotovoltaica es veu molt minvada. Aquest seria un dels casos més adversos en quan al compliment del valor de *peak shaving*. S'ha de remarcar que s'ha suposat una reducció del 50% en la generació fotovoltaica els dies amb nuvolositat i que seria rar sobrepassar aquest valor.

La potència mitjana de generació fotovoltaica pel cas de la Figura 3.16 és de 13,6 kW i la potència mitjana absorbida de la xarxa té un valor de 97,5 kW, quedant per sota en tots els casos del valor de *peak shaving*.

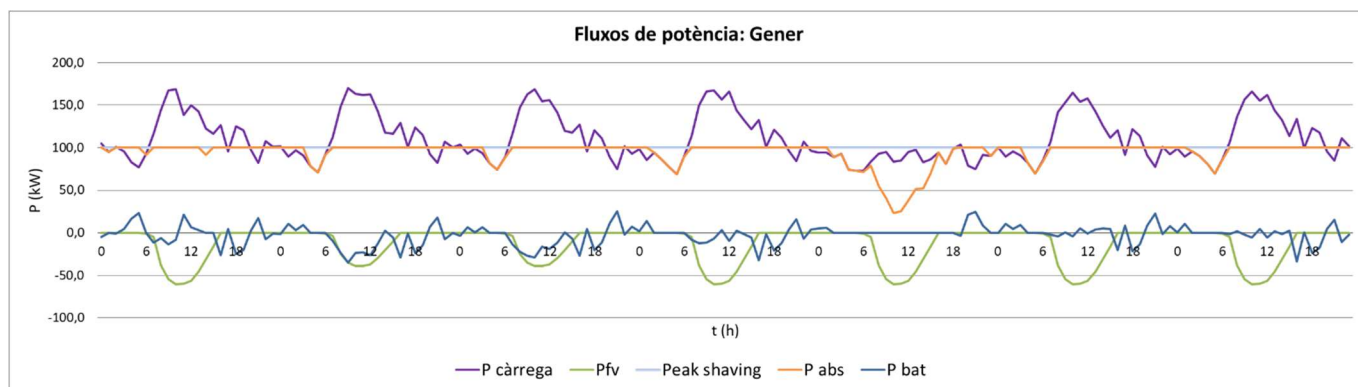


Figura 3.16. Fluxos de potència de la microxarxa per una setmana del mes de Gener, amb nuvolositat constant dimarts i dimecres. Font: pròpia.

A la Figura 3.17 es pot veure que passaria si hi hagués nuvolositat variable dissabte i diumenge. De la mateixa manera que a la simulació anterior les bateries entregaran energia en els moments de màxima demanda per aconseguir amb el valor de *peak shaving*.

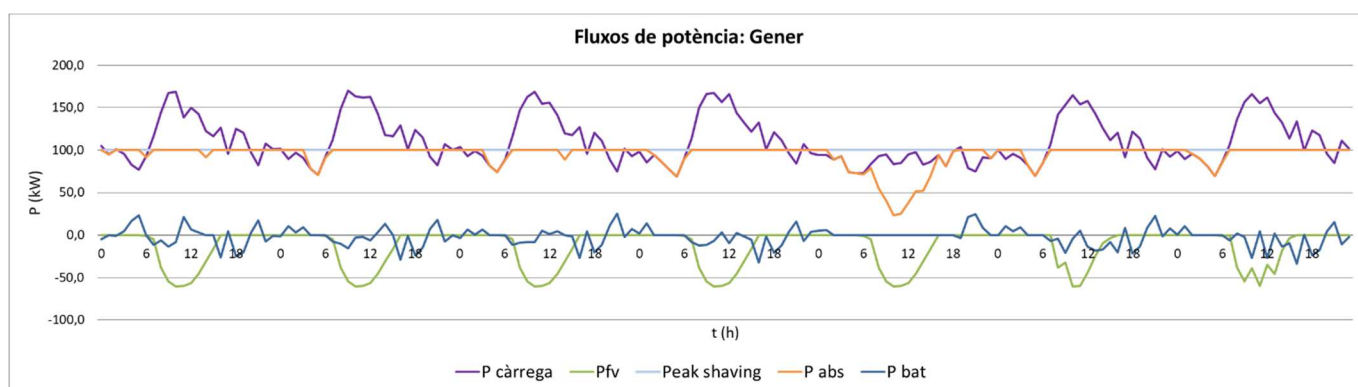


Figura 3.17. Fluxos de potència de la microxarxa per una setmana del mes de Gener, amb nuvolositat variable dissabte i diumenge. Font: pròpia.

Agost

En el cas del mes d'Agost, la generació fotovoltaica és molt superior a la mitja anual i la del mes de Gener, de manera que la potència absorbida de la xarxa serà molt menor. Tal i com es pot observar a la Figura 3.18, les bateries s'utilitzen, igual que en el primer cas, a les últimes hores del dia, per no superar els 100 kW de potència absorbida de xarxa.

La potència de generació fotovoltaica i d'absorció de la xarxa tenen un valor mitjà de 31,8 kW i 82,6 kW respectivament.

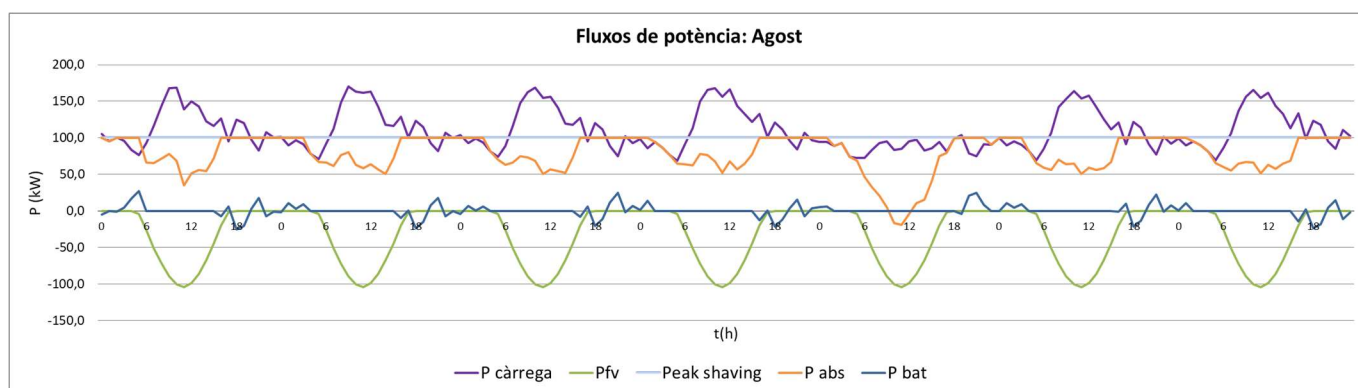


Figura 3.18. Fluxos de potència de la microxarxa per una setmana del mes d'Agost. Font: pròpia.

A la Figura 3.19, es pot observar com, els tres primers dies de la setmana, la generació fotovoltaica es veu reduïda al 50% del seu valor normal, degut a factors mediambientals. No obstant això, es manté el límit de 100 kW amb la ajuda de les bateries.

En aquest cas la generació mitja fotovoltaica i la potència absorbida de la xarxa tenen uns valors mitjans de 24,7 kW i 89,3 kW respectivament.

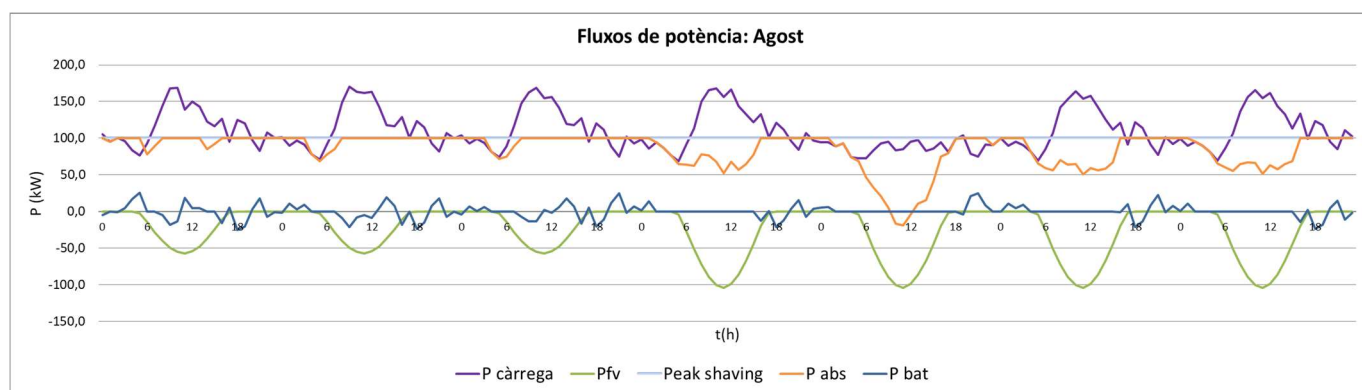


Figura 3.19. Fluxos de potència de la microxarxa per una setmana del mes d'Agost, amb nuvolositat constant els tres primers dies. Font: pròpia.

A la simulació de la Figura 3.20 s'ha suposat que durant tota la setmana hi ha núvols que redueixen significativament la potència de generació fotovoltaica i augmenten la potència absorbida de xarxa per alimentar les càrregues.

Per aquest escenari la potència mitja del generador fotovoltaic és de 24 kW i la potència d'absorció de xarxa té un valor de 91,6 kW.

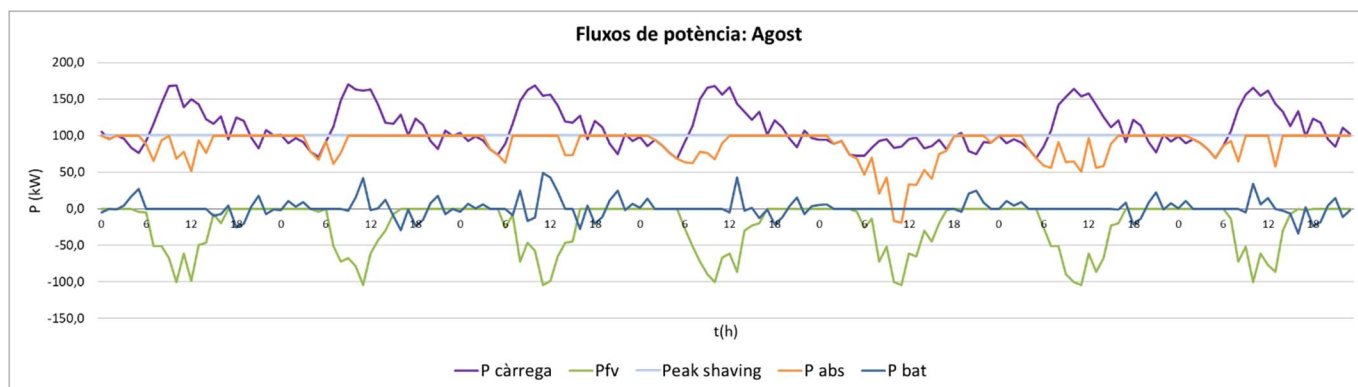


Figura 3.20. Fluxos de potència de la microxarxa per una setmana del mes d'Agost, amb nuvolositat variable tots els dies de la setmana. Font: pròpia.

Sense accés a la xarxa

A la Figura 3.21 es representa el comportament de la microxarxa en el cas que la xarxa es desconnecti durant 24 hores que, tot i no ser la durada típica de les caigudes de la xarxa a la ubicació objecte d'estudi, s'ha considerat adequat per poder analitzar millor els fluxos.

Es pot observar com, gràcies a la generació fotovoltaica, el generador dièsel s'apaga un període de 7 hores aproximadament. Durant les hores en les que no hi ha generació fotovoltaica, s'utilitzen les bateries per reduir un 10% el consum de combustible del grup electrogen, amb l'energia emmagatzemada durant el dia.

Amb aquest disseny i condicions, els valors mitjans de les potències de les càrregues, de la generació fotovoltaica i del generador dièsel són 68,6 kW, 25,0 kW i 29,2 kW respectivament. Es redueix el consum total de combustible en més d'un 50% al llarg de 24 hores.

Cal destacar que el generador en cap cas funciona per sota del seu límit de funcionament de 34,3 kW, determinat pel 30% de la potència de generació nominal.

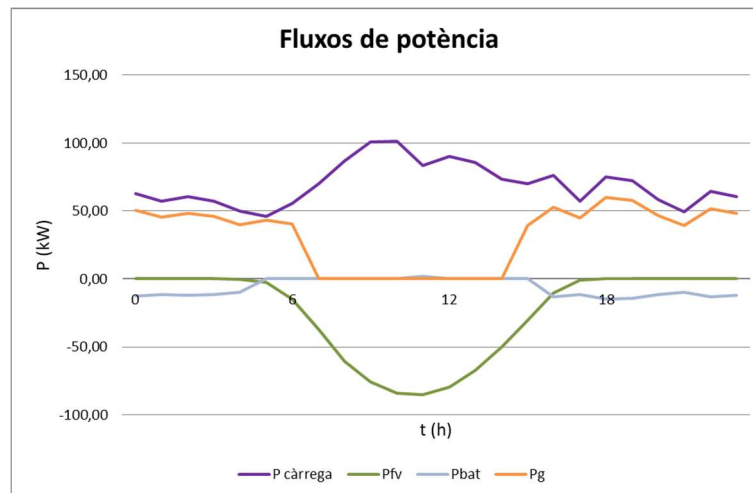


Figura 3.21. Fluxos de potència de la microxarxa, sense accés a la xarxa de distribució. Font: pròpia.

A la figura 3.22 es pot veure que, a causa de la nuvolositat, el generador es posa en marxa i es desactiva en diverses ocasions. En aquest cas els valors mitjans de les potències de les càrregues, de la generació fotovoltaica i del generador dièsel són 68,6 kW, 24,8 kW i 32,8 kW respectivament

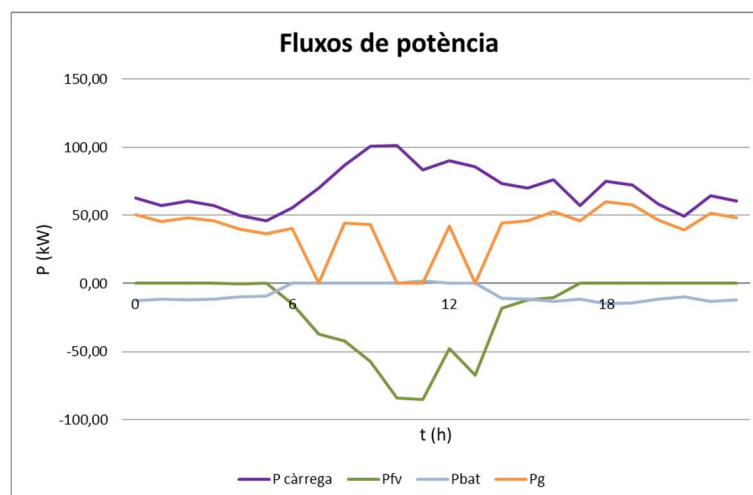


Figura 3.22. Fluxos de potència de la microxarxa, sense accés a la xarxa de distribució, amb nuvolositat intermitent. Font: pròpia

A la Figura 3.23 s'ha simulat un dia amb nuvolositat constant que redueix el pic de generació fotovoltaica fins un màxim de 60 kW fent que el generador hagi d'estar en marxa la major part del dia. No obstant això s'aconsegueix reduir en gran mesura el consum de combustible, concretament, en aquest cas el consum és de 41,2 kW de mitja i sense dur a terme la instal·lació seria de 68,6 kW.

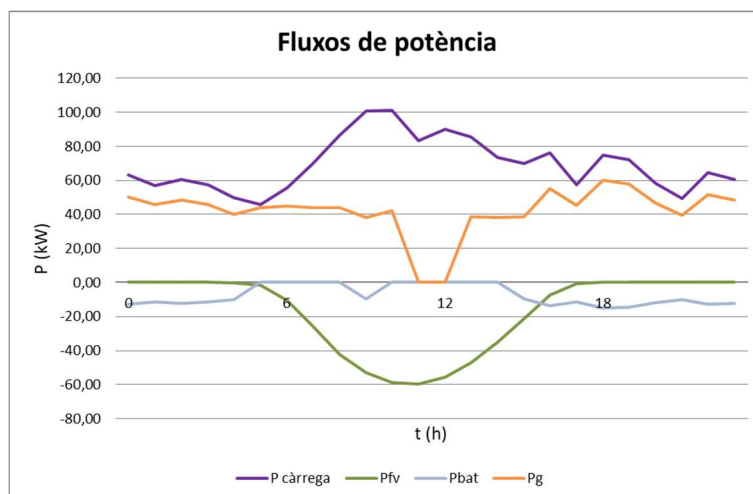


Figura 3.23. Fluxos de potència de la microxarxa, sense accés a la xarxa de distribució amb nuvolositat constant. Font: pròpia

4. Estudi econòmic de la instal·lació

4.1. Pressupost de la instal·lació

A la taula adjunta a continuació es poden veure els costos d'adquisició i implementació de tot del material necessari per dur a terme la instal·lació, així com els costos de ma d'obra, permisos d'obra i els costos de disseny de la instal·lació.

PRESSUPOST: MICROXARXA DE GENERACIÓ HÍBRIDA, AMB GENERACIÓ FOTOVOLTAICA I GENERACIÓ DIÈSEL

Unitat	Objecte	Quant.	Cost	Total
Capítol 1. Cost d'enginyeria				
PA	Realització de la memòria i disseny de la instal·lació	1	13.400,00	13.400,00 €
PA	Disseny de l'EMS i de la xarxa comunicacions dels mòduls	1	4.000,00	4.000,00 €
PA	Legalització i permisos	1	1.500,00	1.500,00 €
PA	Documentació final del projecte	1	500,00	500,00 €
			Cost Total Capítol 1	19.400,00 €
Capítol 2. Ma d'obra, materials i eines				
h	Enginyer superior industrial	100	40,00	4.000,00 €
h	Informàtic	100	40,00	4.000,00 €
h	Cap d'obra	200	27,00	5.400,00 €
h	Oficial 1ª instal·lador	800	20,00	16.000,00 €
h	Peó	800	15,00	12.000,00 €
PA	Maquinaria	1	5.000,00	5.000,00 €
			Cost Total Capítol 2	46.400,00 €
Capítol 3. Materials				
Capítol 3.1. Instal·lació fotovoltaica				
ud	Panells fotovoltaics. Fabricant: Trina Solar Model: Honey Mplus TSM-315	330	185,00	61.050,00 €
ud	Inversor fotovoltaic. Fabricant: Zigor. Model: Solar CTR100	1	7.900,00	7.900,00 €
ud	Caixa de connexions. Fabricant: Schenider Electric. Model: AB16-160	1	540,00	540,00 €
m	Conductors RZ1-K amb aïllament XLPE d'1kV 2x6mm ²	1.150	0,90	1.035,00 €
m	Conductors RZ1-K amb aïllament XLPE d'1kV 2x120mm ²	10	13,20	132,00 €
m	Conductors RZ1-K amb aïllament XLPE d'1kV 4x150mm ²	120	16,50	1.980,00 €
ud	Fusible In=15 A, U=1000V, PdC=30 kA. Fabricant: dfElectric. Model gPV	30	99,00	2.970,00 €
ud	Interruptor magnetotèrmic 4p, I=200 A, PdC=40 kA. Fabricant Hager. Model: HNB201H	1	750,00	750,00 €
ud	Interruptor diferencial 4p, classe AC, I=200 A,	1	640,00	640,00 €

$I_{AN}=300$ mA.

Capítol 3.2. Grup electrogen				
ud	Grup electrogen d'emergència amb commutació automàtica. Fabricant: Inmesol. Model: IV-145.	1	23.700,00	23.700,00 €
m	Conductors RZ1-K amb aïllament XLPE d'1kV 4x240mm ²	100	26,20	2.620,00 €
ud	Interruptor diferencial 4p, classe AC, I=250 A, $I_{AN}=300$ mA.	1	840,00	840,00 €
ud	Descarregador de sobretensions transitòries. Fabricant: Ingesco. Model SLS-B+C50/3+1. $I_{m\grave{a}x}=60$ kA, $I_n=30$ kA classe II.	1	430,00	430,00 €
Capítol 3.3. Instal·lació d'emmagatzematge				
ud	Bateries 6V, C ₅ =220 Ah. Fabricant: Hoppecke. Model: Sun Power VL 6-330.	70	370,00	25.900,00 €
ud	Inversor carregador. Fabricant: Zigor. Model: Solar BG3	1	6.400,00	6.400,00 €
m	Conductors RZ1-K amb aïllament XLPE d'1kV 2x16mm ²	20	2,20	44,00 €
m	Conductors RZ1-K amb aïllament XLPE d'1kV 4x70mm ²	120	8,00	960,00 €
ud	Fusible $I_n=100$ A, $U_{m\grave{a}x}=440$ V, PdC=30 kA. Fabricant: dfElectric. ModelNH000	2	110,00	220,00 €
ud	Interruptor magnetotèrmic 4p, I=50 A, PdC=15 kA. Fabricant Hager. Model: NBN450A	1	345,00	345,00 €
ud	Interruptor diferencial 4p, classe AC, I=63 A, $I_{AN}=300$ mA. Fabricant: Hager. Model: CFC763 J	1	355,00	355,00 €
ud	Mòdul prefabricat. Fabricant: Consmetal. Model: CMT Solar 4800	1	2.800,00	2.800,00 €
Cost Total Capítol 3			141.611,00 €	
Cost total Capítols 1, 2 i 3				207.411,00 €
Despeses generals		13%	26.963,43 €	
Benefici industrial		6%	12.444,66 €	
COST TOTAL INSTAL·LACIÓ (IVA EXCLÓS)				246.819,09 €
21% IVA		21%	51.832,01 €	
COST TOTAL INSTAL·LACIÓ (IVA INCLÓS)				298.651,10 €

4.2. Període d'amortització

Amb el disseny de la instal·lació realitzat i havent comprovat la viabilitat tècnica del projecte, es realitzarà l'estudi econòmic de la instal·lació per determinar si és viable econòmicament i en cas afirmatiu, determinar el període de retorn de la inversió inicial. Aquest estudi es realitzarà amb els valors mitjans anuals de consum i generació.

Es considera que els costos de manteniment preventiu i petites reparacions de la nova instal·lació sumen un import anual de 15.000 euros, ja que tot i que els panells fotovoltaics no requereixen



molt manteniment pel seu correcte funcionament, aquest no és el cas de les bateries i del grup electrogen, que per allargar la seva vida útil han de tenir un manteniment mínim. A més, les proteccions i la posta a terra també requereixen un cert temps de manteniment.

El preu per kWh a Palestina per l'any 2013 segons dades del RCREEE [31], per un consum superior a 1000 kWh/mes, és de 0,19 USD, que equival, en el moment de la realització d'aquest estudi, a 0,17 euros. El cost del combustible és de 1,5 €/l segons [9].

Per tenir en compte l'augment del cost de l'electricitat i l'increment del preu de combustible, així com l'increment de l'import de manteniment, s'aplicarà l'Índex de Preus al Consum, IPC, a aquests costos. El valor utilitzat serà la mitjana d'aquest índex en el període de l'any 2000 fins l'any 2014 a partir de les dades obtingudes de la *Palestinian Central Bureau of Statistics*, PCBS [32].

Aplicant l'IPC als costos de l'electricitat i del combustible aquests pujaran anualment, produint un augment en l'estalvi econòmic de la instal·lació, ja que els beneficis obtinguts al implementar la microxarxa es calculen a partir de la reducció del consum energètic respecte l'estat inicial de la instal·lació de l'Hospital An-Najah.

Tal i com s'ha explicat a l'apartat de disseny d'aquest document, la microxarxa contempla dos modes de funcionament, el de connexió a la xarxa de distribució i el de desconexió de la xarxa, cadascun amb la seva política d'estalvi energètic. La part proporcional en la que la microxarxa es troba en un dels dos estats es calcula com s'exposa a continuació:

$$t_{desconnexió} = 8,7 \frac{\text{vegades}}{\text{mes}} \cdot 12 \frac{\text{mesos}}{\text{any}} \cdot 3,7 \frac{\text{hores}}{\text{vegada}} = 386,28 \frac{\text{hores}}{\text{any}} \quad (4.1)$$

$$t_{desconnexió} = \frac{386,28 \text{ hores/any}}{8760 \text{ hores/any}} = 0,044 = 4,41\% \text{ anual} \quad (4.2)$$

Ja que a la ubicació on es farà la instal·lació hi ha una mitja de desconnexions de xarxa de 8,7 vegades al mes amb una duració de 3,7 hores.

El temps en que la instal·lació estarà connectada a la xarxa de distribució pública és el temps restant, el 95,59% de les hores d'un any.

Cadascun del dos modes de funcionament genera un estalvi energètic diferent, ja que no s'estalviarà la mateixa energia quan s'aplica la política de *peak shaving* que quan es posa en marxa el generador dièsel. És per això que es calcularà la diferència de consum energètic entre l'estat final, això és, implementant la microxarxa a la instal·lació existent, i l'estat inicial, sense dur a terme la instal·lació de les fonts de generació distribuïda, per cada mode de funcionament, tal i com es pot veure a continuació.

Accés a la xarxa

L'estalvi energètic realitzat en l'estat de connexió a xarxa al llarg d'un any és:

$$E_{energètic} = (P_c - P_{abs})_{setmanal} \cdot 52 \text{ setames} \cdot 95,59\% \quad (4.3)$$

On:

- P_c : Potència consumida pel consum en cas de no realitzar la instal·lació (kWh/any).
- P_{abs} : Potència absorbida pel consum amb la instal·lació de la microxarxa (kWh/any).
- $E_{energètic}$: Estalvi energètic anual (kWh/any).

I l'estalvi econòmic és igual als kWh/any d'estalvi energètic calculats pel preu de l'electricitat.

$$E_{econòmic1} = E_{energètic} \cdot 0,17\text{€/kWh} \quad (4.4)$$

On $E_{econòmic1}$ és l'estalvi econòmic anual en l'estat de connexió a xarxa (€/any).

Sense accés a la xarxa

En el temps de desconexió de la xarxa, l'estalvi energètic es calcula com:

$$C_{energètic} = P_{c_{setmanal}} \cdot 52 \text{ setames} \cdot 4,41\% \text{ anual} \quad (4.5)$$

$$C_{energètic} = P_{abs_{setmanal}} \cdot 52 \text{ setames} \cdot 4,41\% \text{ anual} \quad (4.6)$$

On:

- P_c : Potència consumida pel consum en cas de no realitzar la instal·lació (kWh/setmana).
- P_{abs} : Potència absorbida pel consum amb la instal·lació de la microxarxa (kWh/setmana).
- $C_{energètic}$: Consum energètic anual (kWh/any).

L'estalvi energètic és igual al cost de combustible per alimentar les càrregues crítiques sense implementar la generació distribuïda menys el cost del combustible consumit pel generador dièsel una vegada feta la instal·lació.

El cost econòmic en l'estat inicial i en l'estat final de la instal·lació es calcula com s'indica a les equacions 4.7 i 4.8 respectivament.

$$Cost_i \left(\frac{\text{€}}{\text{any}} \right) = C_{energètic} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{any}} \right) \cdot C_{75\%P_n} \left(\frac{\text{litres}}{\text{kWh}} \right) \cdot C_{combustible} \left(\frac{\text{€}}{\text{litre}} \right) \quad (4.7)$$

$$Cost_f \left(\frac{\text{€}}{\text{any}} \right) = C_{energètic} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{any}} \right) \cdot C_{50\%P_n} \left(\frac{\text{litres}}{\text{kWh}} \right) \cdot C_{combustible} \left(\frac{\text{€}}{\text{litre}} \right) \quad (4.8)$$

On:

- $C_{75\%Pn}$: Consum de combustible del generador en cas de no realitzar la instal·lació de la microxarxa (l/kWh).
- $C_{50\%Pn}$: Consum de combustible del generador en cas de realitzar la instal·lació (l/kWh).
- $C_{combustible}$: Cost del combustible (€/l).
- $C_{energètic}$: Consum energètic anual (kWh/any).

Segons el fabricant, en el cas que el grup electrogen operi al 50% o al 75% de la potència nominal, el consum de combustible és de 14 i 21 litres per hora respectivament.

El càlcul del cost anual, en cas d'implementar la microxarxa, es realitza amb el valor de consum de combustible pel 50% de la potència nominal, i del consum de combustible pel 75% de la potència nominal en cas de continuar amb la instal·lació actual. D'aquesta manera és té en compte que amb la implementació de la microxarxa el generador treballa en un estat menys forçat gràcies a les bateries i a la instal·lació fotovoltaica.

L'estalvi econòmic quan està actiu el generador dièsel serà:

$$E_{econòmic2} = Cost_i - Cost_f \quad (4.9)$$

On $E_{econòmic2}$ és l'estalvi econòmic anual en l'estat de desconnexió a xarxa (€/any).

I l'estalvi econòmic anual realitzat mitjançant la implementació de la microxarxa dissenyada es calcula com la suma de $E_{econòmic1}$ i de $E_{econòmic2}$.

A partir de l'estalvi econòmic, els costos de manteniment i l'import de la inversió inicial, calculat a l'apartat 4.1 d'aquest document, i amb un valor mitjà de l'IPC de 3,6%, s'ha calculat que el període de retorn de la inversió inicial és de 13 anys tal i com es pot veure a la Figura 4.1.

Es poden veure els resultats dels càlculs realitzats amb més detall a l'Annex A. Període d'Amortització d'aquest document i a l'Excel utilitzat com a eina de càlcul i simulació.

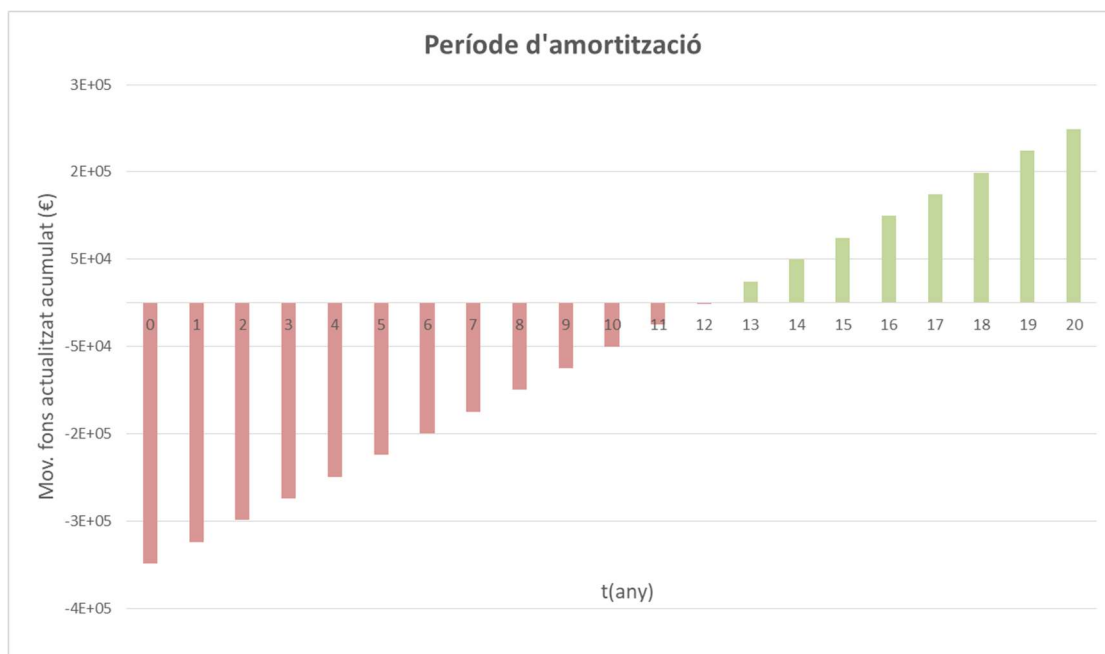


Figura 4.1. Recuperació de la inversió inicial per un període de 20 anys. Font: pròpia.

L'estudi econòmic s'ha realitzat per un període de 20 anys. Tot i que la vida útil dels panells fotovoltaics, segons el full de característiques tècniques facilitat pel fabricant, és de 25 anys, les bateries probablement duraran menys o, si més no el seu rendiment i la capacitat d'emmagatzematge es veuran minvats. És per això que es considera que una vegada amortitzada la instal·lació i generats suficients "beneficis", és recomanable aplicar el manteniment correctiu necessari i millorar les instal·lacions implementant les noves tecnologies que hi hagi disponibles en el mercat.

A les taules de l'annex A. es pot veure que, degut a que se suposa que els costos de manteniment, els costos de combustible i els costos d'electricitat augmenten amb el valor del IPC mitjà calculat, i el valor del moviment de fons actualitzat es calcula aplicant el mateix IPC, aquest es manté constant. Les expressions utilitzades són:

$$Cost_t = cost_{t-1} \cdot (1 + IPC) \quad (4.10)$$

$$Valor actual = \frac{Mov.de fons(t)}{(1+IPC)^t} \quad (4.11)$$

5. Estudi mediambiental

Com ja s'ha dit anteriorment en el transcurs de la memòria, un dels objectius principals de la microxarxa és el de reduir l'impacte ambiental que la instal·lació objecte d'estudi té sobre el medi ambient. A causa de la irregularitat energètica, la població de llocs com Palestina, es veu obligada a fer ús de generadors dièsel, que generen, en comparació amb altres fons energètiques, molts gasos d'efecte hivernacle i altres substàncies nocives pel medi i per les persones. En aquest sentit, mitjançant la implantació de generació renovable s'ha aconseguit reduir en gran mesura aquest impacte. No obstant això, la naturalesa d'aquest estudi no és només l'anàlisi de la millora purament ambiental.

En aquest estudi pretén examinar i avaluar els possibles efectes que pot tenir la implementació de la microxarxa sobre el medi en el que es troba, i també sobre els medis en els que els seus elements actuen en el transcurs de la seva vida. S'entenen per medi els aspectes mediambientals, socials, culturals i econòmics entre altres.

5.1. Cicle de vida

Primerament s'analitzen les etapes de la vida dels elements que componen la microxarxa. En el diagrama de la figura 5.1 es poden veure, fase per fase, els impactes mediambiental, socials i econòmics.

A cada etapa exposada a la figura 5.1 es generaran efectes sobre el medi i les persones, no obstant això en aquest estudi únicament s'estudiaran aquests efectes a la etapa de vida útil del projecte i final de vida útil.

De totes maneres, en el procés de disseny de la instal·lació és imperatiu contemplar els orígens dels materials que s'utilitzaran i els mètodes que han emprat els fabricants de cada element, per eliminar de les possibilitats elegibles aquells que tinguin mala praxi i que no respectin, en el procés, el medi i les persones que l'envolten.

Els elements objecte d'estudi seran:

- Instal·lació en general
- Panells fotovoltaics
- Generador dièsel
- Bateries

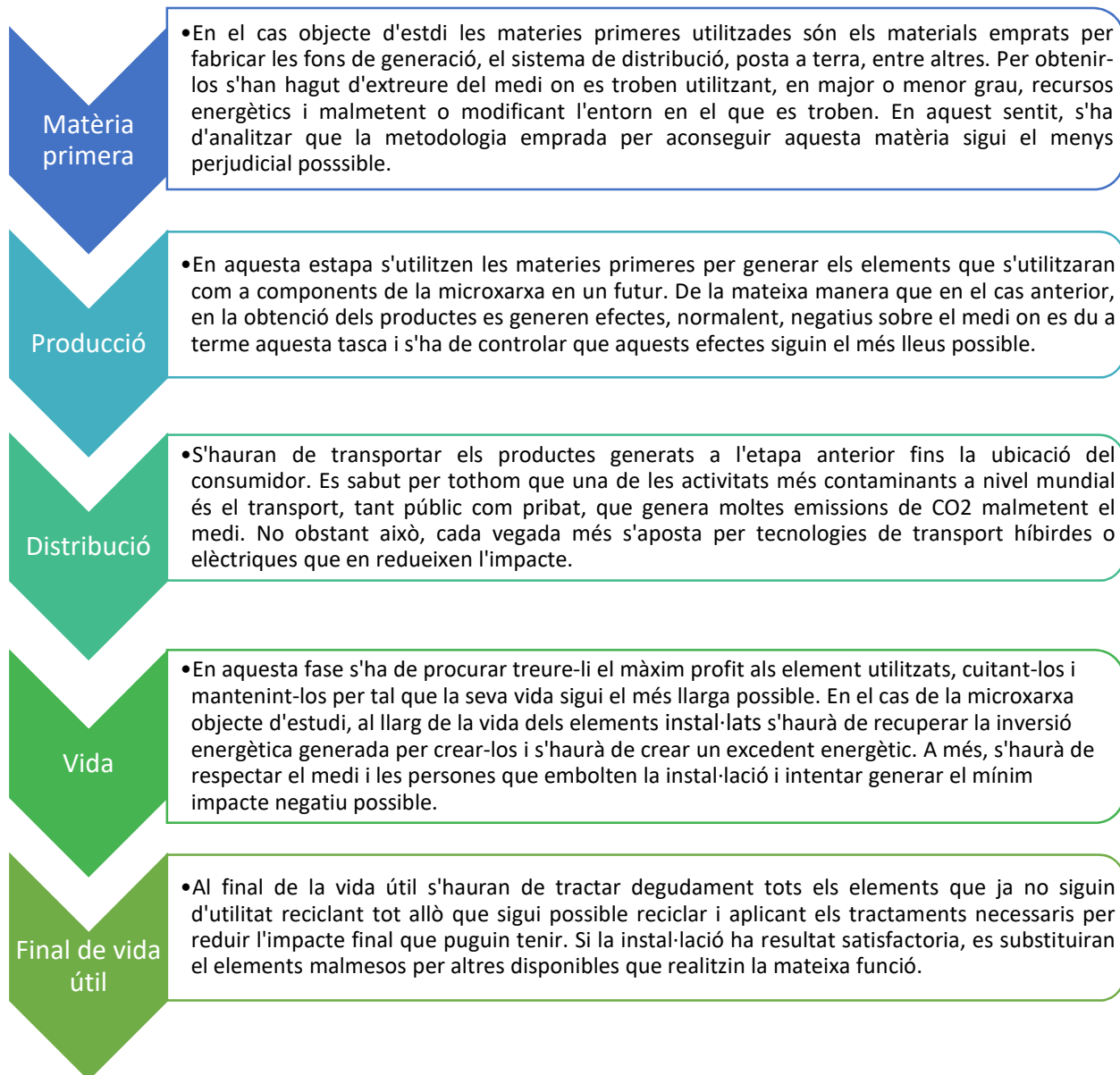


Figura 5.1. Etapes de vida d'un objecte. [33]

5.2. Avaluació dels efectes i proposta de solucions

5.2.1. Etapa: Vida útil

Al dur a terme la implementació de la microxarxa dissenyada en aquest projecte, tal i com s'ha pogut veure a les simulacions, el consum de l'Hospital de An-Najah quedarà cobert en la majoria dels casos, generant una situació de benestar i millora en el desenvolupament dels treballs propis del centre. Aquestes millores poden desenvolupar el creixement de l'Hospital i millorar així la situació social dels habitants de la ciutat i ciutats circumdants. Això pel que fa la instal·lació en general.

A més, el creixement de l'Hospital i la necessitat de manteniment de les instal·lacions suscitaran probablement, un augment en els llocs de treball generant benestar social i econòmic.

L'aspecte que preocupa més és la superfície necessària per instal·lar el camp fotovoltaic, tot i que, a causa de que el centre hospitalari es troba a les afores de la ciutat no té perquè comportar problemes en les activitats dels habitants de la ciutat. I al ser el generador fotovoltaic una font d'energia renovable no generarà gasos contaminants i tampoc contaminació acústica.

Amb la implementació del generador de la instal·lació el consum del generador dièsel es redueix en gran mesura reduint els gasos emesos. A més, s'ha previst la seva instal·lació en una de les plantes baixes de l'hospital per tal de reduir la contaminació acústica generada.

Les bateries, sent de plom-àcid, generen residus molt contaminants al llarg de la seva vida útil, però els encarregats del manteniment seran responsables de portar-los a un centre de tractament que els processi i tracti adequadament.

5.2.2. Etapa: Final de vida útil

Si la instal·lació, tal i com es preveu a l'estudi econòmic, resulta rentable econòmicament, es procedirà a la substitució dels elements constituents. En el procés de renovació s'haurà de complir la normativa i, o bé els responsables de manteniment, o bé els distribuïdors dels nous elements, es faran càrrec adequadament dels residus generats.

5.3. Alternatives proposades

En el cas que el generador dièsel produís molèsties acústiques es podria contemplar la possibilitat d'efectuar la seva instal·lació a la ubicació dels inversors solar i de bateries, allunyant d'aquesta manera la font de contaminació i malestar. De totes maneres, tenint en compte que el generador escollit està cobert per una carcassa aïllant que redueix el soroll, i que la ubicació pensada per la seva instal·lació redueix l'impacte, hauria de ser suficient per que no generés mal estar.

Respecte a la superfície ocupada pel camp fotovoltaic, es podria estudiar la opció de situar el generador fotovoltaic a major distància de la ciutat, tornant a dimensionar el sistema de distribució d'aquest.

En referència a les bateries, es considera indispensable la seva instal·lació per tal d'aconseguir els objectius principals del projecte. No obstant això, si s'augmentés el dimensionat del camp fotovoltaic i es reduís la restricció de *peak shaving* podria ser viable. De totes maneres aquestes solucions conduirien irremeiablement a una reducció de l'aprofitament de les fonts de generació distribuïdes.

Conclusions

Per concloure el present projecte es presenten a continuació les deduccions, resultats i possibles millores que es podrien aplicar al cas objecte d'estudi, així com algunes de les dificultats trobades durant l'execució d'aquest.

La necessitat energètica que existeix avui dia i les dades de contaminació ambiental evidencien que el model de generació existent és insostenible i que, per tant, les tecnologies relacionades amb aquest camp han de patir una transició en els propers anys amb l'objectiu de reduir l'impacte que el model de vida actual genera sobre el medi ambient. Amb aquest propòsit, es considera que la generació distribuïda i la implementació de la generació renovable, poden ser vies de desenvolupament a tenir en compte, i que les fonts renovables han de créixer i desenvolupar-se per no dependre, a nivell mundial, dels combustibles fòssils, principals generadors de gasos contaminants.

Respecte a l'etapa de dimensionat i disseny, s'ha pogut comprovar que en el camp de la generació distribuïda el mercat ofereix molta varietat i diversificació. No obstant això, s'han trobat complicacions a l'hora d'escollir un inversor adequat, amb les característiques necessàries per desenvolupar al mateix temps les funcions d'ondulador i carregador de les bateries. Per solucionar aquest obstacle es va fer una recerca exhaustiva del mercat actual en aquest camp, i malgrat que s'han trobat molts models per potències petites i altres amb capacitats dirigides a la generació centralitzada, amb grans potències, no s'ha aconseguit trobar un model disponible que pugui arribar a satisfer aquestes funcions conjuntament. Finalment, s'ha decidit implementar dos inversors, un per cada funció. Aquesta problemàtica posa de manifest la necessitat de realitzar un estudi previ al dimensionat que permeti conèixer les possibilitats que ofereix el mercat. A més, es conclou que els fabricants d'inversors aposten per la configuració descentralitzada d'inversors que comporta un millor control del sistema.

Malgrat les dificultats trobades, s'ha aconseguit dimensionar correctament els components de la microxarxa, posant en pràctica el model dissenyat i s'ha verificat la seva efectivitat.

S'ha pogut comprovar que per dissenyar un sistema amb generació híbrida es requereix un cert anàlisi de les condicions ambiental que permeti conèixer les possibilitats de la ubicació on es vulgui dur a terme la instal·lació. A més, la diversitat en els factors a tenir en compte genera una gran dificultat a l'hora de dissenyar els generadors i implementar-los conjuntament. Per això es considera encertada la decisió de presentar una metodologia que faciliti aquesta tasca.



La finalitat del projecte és assegurar el subministrament elèctric continu i de qualitat, tot millorant l'eficiència i estalvi energètic, mitjançant la implementació de generació distribuïda amb recurs renovable. A partir de les simulacions fetes es considera que el dimensionat de la microxarxa és encertat i que permet assolir els objectius correctament, respectant el límit de consum de xarxa establert en 100 kW i reduint el consum de combustible del generador. D'altra banda, es considera que el període de retorn de la instal·lació, calculat a l'estudi econòmic, és positiu, ja que està per sota de la vida útil dels elements que componen el sistema. El fet que la inversió inicial es retorni en un període de temps no molt elevat pot produir un augment de la inversió per part d'entitats públiques i privades en aquest sector que promogui l'increment de la demanda d'aquest tipus d'instal·lacions, la qual cosa també és un dels objectius del treball.

Per últim, a continuació es proposen algunes millores que es podrien implementar en el sistema dissenyat en el cas de continuar amb el desenvolupament d'aquest:

- Anàlisi més acurat de la radiació solar a la ubicació objecte d'estudi.
- Introducció de la funció *spinning reserve*.
- Millora de l'eina de simulació per obtenir l'estat de càrrega de les bateries.
- Disseny del l'algorisme del sistema de gestió d'energia.
- Disseny dels sistemes de mesura i control dels fluxos de potència.

Bibliografia

- [1] "World Energy Sources." [Online]. Available: <https://www.worldenergy.org/data/resources/>. [Accessed: 05-Apr-2019].
- [2] A. Graillot, M. Anzizu, P. Valderrama, I. Brik, H. Harajli, and F. Alawneh, "The regulatory framework and tariff scheme for grid-connected photovoltaic power plants in Lebanon , Jordan and Palestinian Territories and Recommendations," pp. 0–37, 2014.
- [3] "World Bank Group." [Online]. Available: https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/multilingual_ext_content/ifc_external_corporate_site/home_es. [Accessed: 13-Mar-2019].
- [4] G. Velasco *et al.*, "Gestión de energía en sistemas híbridos Red-PV-diesel en el proyecto MED-Solar," *Semin. Anu. Automática, Electrónica Ind. e Instrumentación*, pp. 1–6, 2014.
- [5] ENPI, "Microgrids with PV support." Universitat Politècnica de Catalunya.
- [6] "Sistemas de gestión de energía ISO 50001." AENOR, pp. 1–32, 2011.
- [7] ENPI, "Microgrid Elements." Universitat Politècnica de Catalunya, pp. 1–59.
- [8] D. Rekioua and E. Matagne, *Optimization of Photovoltaic Power Systems*. Londres: Springer, 2012.
- [9] Cea, UPC, and TTA, "Characterization of Electrical Scenarios." pp. 0–40, 2013.
- [10] G. Velasco and F. Guinjoan, "Benchmarking of R & D Needs." Universitat Politecnica de Catalunya, pp. 0–28, 2014.
- [11] J. M. Romera, "Instalaciones Eléctrica de Baja y Alta Tensión II," 2016.
- [12] B. Bueno González, *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*, 4th ed. Marcombo, 2018.
- [13] J. de la Hoz, "Centrales Eléctricas y Energías Renovables."
- [14] O. Perpiñán, *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid, 2013.
- [15] "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission." [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html. [Accessed: 25-Mar-2019].
- [16] J. de la Hoz, "Modelització del sistema de generació PV."
- [17] J. de la Hoz, "Fonaments de la generació elèctrica."
- [18] A. G. M^a del Carmen, "El Generador Fotovoltaico." p. 33, 2007.
- [19] M. Pareja Aparicio, *Radiación solar y su aprovechamiento energético*, 1st ed. Marcombo,



2010.

- [20] I. para la D. y el A. de la E. (IDAE), *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. PROGENSA, 2011.
- [21] “Código Técnico de la Edificación (CTE) Documento Básico de Ahorro de Energía,” vol. HE-5, 2009.
- [22] J. A. Ros Martínez, “Análisis y diseño del cableado eléctrico de los grupos electrógenos,” Universidad Politécnica de Cartagena, 2014.
- [23] M. Kaderbhai, “ISO 8528-1: Generator Set Ratings,” *ISO 8528-1*. pp. 0–8, 2013.
- [24] E. Álvarez Pelegry and et. al, *El Almacenamiento de Energía en la Distribución Eléctrica del Futuro*. Madrid: Grafilia, S.L., 2017.
- [25] J. Martínez, “Métodos de estimación del estado de carga de baterías electroquímicas,” Unicersitat Politècnica de Barcelona, Barcelona, 2017.
- [26] PCBS, “Preliminary results of the population, housing and establishments census, 2017,” *Palest. Cent. Bur. Stat.*, pp. 0–81, 2018.
- [27] T. Hamed, H. Flamm, and L. Isma’il, “Assessing Renewable Energy Potential in Palestine,” 2011.
- [28] RCREEE, “Renewable energy Palestine profile,” pp. 1–2, 2012.
- [29] “An-Najah University Hospital.” [Online]. Available: <https://www.najah.edu/en/about/>. [Accessed: 20-Apr-2019].
- [30] “Map of Palestine, Oslo II Accord (1995). Administrative Divisions.” [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/figure/Map-of-Palestine-Oslo-II-Accord-1995>. [Accessed: 22-Apr-2019].
- [31] RCREEE, “Latest Electricity Price Schemes in RCREEE Member States,” pp. 1–2, 2013.
- [32] “PCBS-Palestinian Central Bureau of Statistics,” *Anual IPC*. [Online]. Available: <https://www.pcbs.gov.ps/default.aspx>. [Accessed: 15-Jun-2019].
- [33] P. Xicoy, “Estudi mediambiental,” pp. 0–5.

Annexos

ANNEX A. Període d'amortització

En aquest annex es presenten els resultats obtinguts de l'estudi econòmic en forma de taula. Es poden veure els fluxos de caixa anuals fins 20 anys després de la realització de la obra per implementar la microxarxa a la instal·lació elèctrica de l'Hospital Universitari An-Najah. Els valors i expressions utilitzats per realitzar aquest estudi s'han comentat a l'apartat corresponent a l'estudi econòmic d'aquest document.



Actualització dels costos i de l'estalvi energètic	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cost de manteniment (€)	15.000,00	15.000,00	15.545,00	16.109,80	16.695,12	17.301,71	17.930,34	18.581,81	19.256,95	19.956,62	20.681,71
Cost electricitat (€/kWh)	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,20	0,20	0,21	0,22	0,23	0,23
Estalvi econòmic (€)	35.350,38	35.350,38	36.634,77	37.965,84	39.345,26	40.774,81	42.256,29	43.791,60	45.382,70	47.031,60	48.740,42
Cost combustible (€/l)	1,50	1,50	1,55	1,61	1,67	1,73	1,79	1,86	1,93	2,00	2,07
Estalvi econòmic (€)	5.427,73	5.427,73	5.624,94	5.829,32	6.041,11	6.260,61	6.488,08	6.723,81	6.968,11	7.221,28	7.483,66
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	21.433,15	22.211,88	23.018,92	23.855,27	24.722,01	25.620,24	26.551,11	27.515,80	28.515,54	29.551,61	
	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,33	
	50.511,32	52.346,57	54.248,49	56.219,52	58.262,16	60.379,02	62.572,79	64.846,27	67.202,35	69.644,04	
	2,14	2,22	2,30	2,39	2,47	2,56	2,66	2,75	2,85	2,96	
	7.755,56	8.037,35	8.329,37	8.632,01	8.945,63	9.270,66	9.607,49	9.956,57	10.318,32	10.693,22	

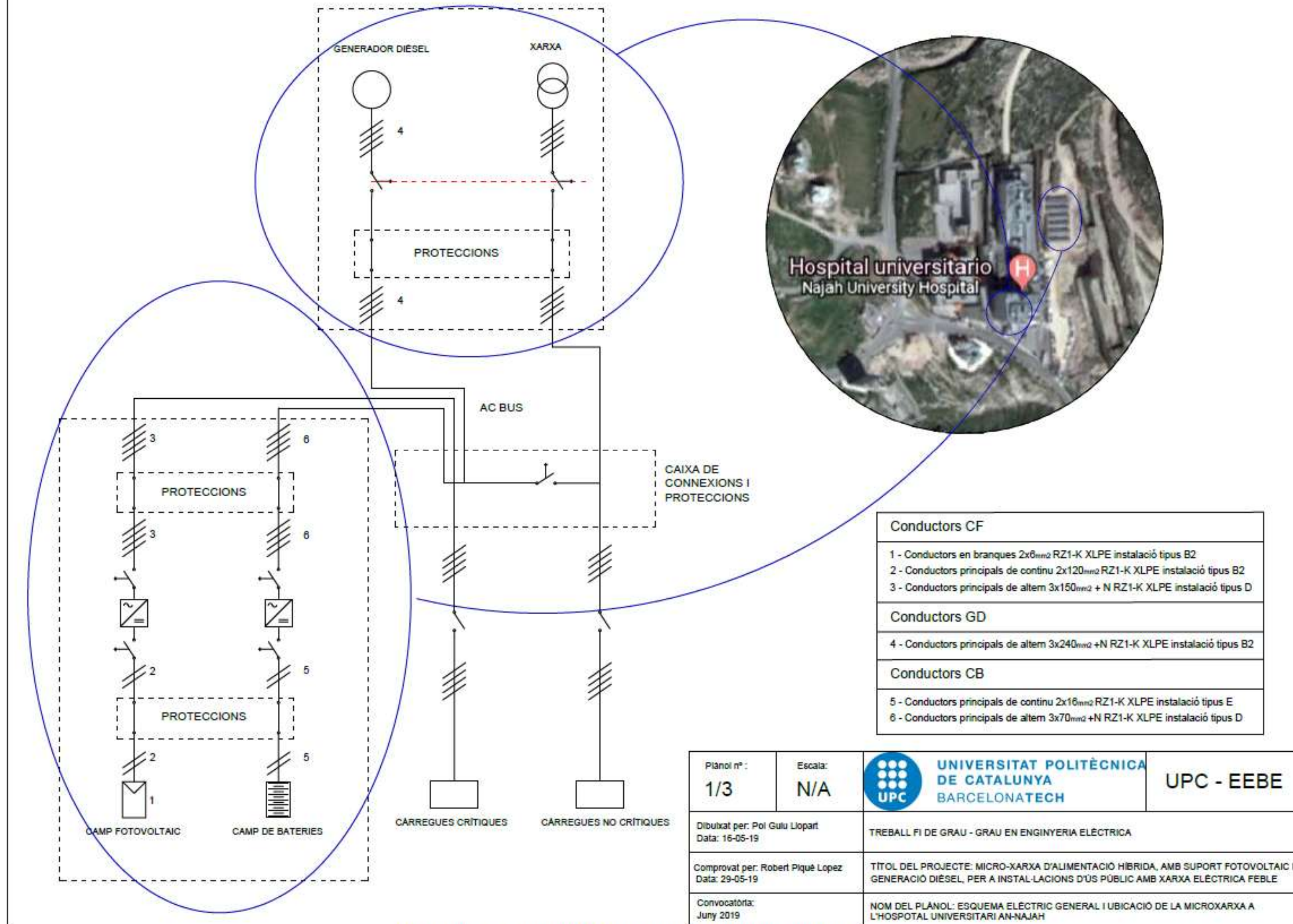
Fluxos de caixa	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversió inicial	298.651,10										
Costos de manteniment		-15.000,0	-15.545,0	-16.109,8	-16.695,1	-17.301,7	-17.930,3	-18.581,8	-19.257,0	-19.956,6	-20.681,7
Estalvi econòmic (€)		40.778,1	42.259,7	43.795,2	45.386,4	47.035,4	48.744,4	50.515,4	52.350,8	54.252,9	56.224,1
Moviment de fons	-298.651,1	25.778,1	26.714,7	27.685,4	28.691,3	29.733,7	30.814,0	31.933,6	33.093,9	34.296,3	35.542,4
Moviment de fons acumulat	-298.651,1	-272.873,0	-246.158,3	-218.472,9	-189.781,7	-160.048,0	-129.233,9	-97.300,3	-64.206,5	-29.910,2	5.632,2
Moviment de fons actualitzat	-298.651,1	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3
Moviment de fons actualitzat acumulat	-298.651,1	-273.776,8	-248.902,4	-224.028,1	-199.153,7	-174.279,4	-149.405,0	-124.530,7	-99.656,3	-74.782,0	-49.907,7
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	-21.433,1	-22.211,9	-23.018,9	-23.855,3	-24.722,0	-25.620,2	-26.551,1	-27.515,8	-28.515,5	-29.551,6	
	58.266,9	60.383,9	62.577,9	64.851,5	67.207,8	69.649,7	72.180,3	74.802,8	77.520,7	80.337,3	
	36.833,7	38.172,0	39.558,9	40.996,3	42.485,8	44.029,4	45.629,2	47.287,0	49.005,1	50.785,6	
	42.465,9	80.637,9	120.196,9	161.193,1	203.678,9	247.708,3	293.337,5	340.624,6	389.629,7	440.415,3	
	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	24.874,3	
	-25.033,3	-159,0	24.715,4	49.589,7	74.464,1	99.338,4	124.212,8	149.087,1	173.961,5	198.835,8	

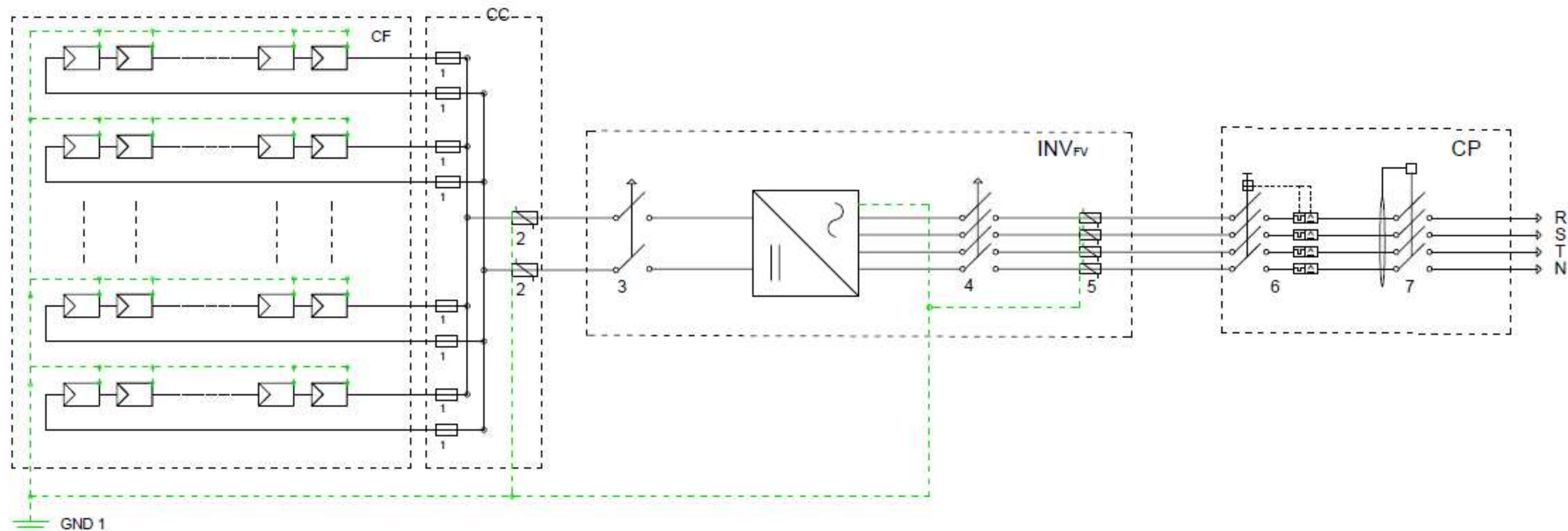


ANNEX B. Plànols de la instal·lació dissenyada

A continuació s'adjunten els plànols on es mostren, l'esquema elèctric general de la instal·lació, l'esquema de la instal·lació fotovoltaica i els esquemes de la instal·lació del camp de bateries i el generador dièsel.

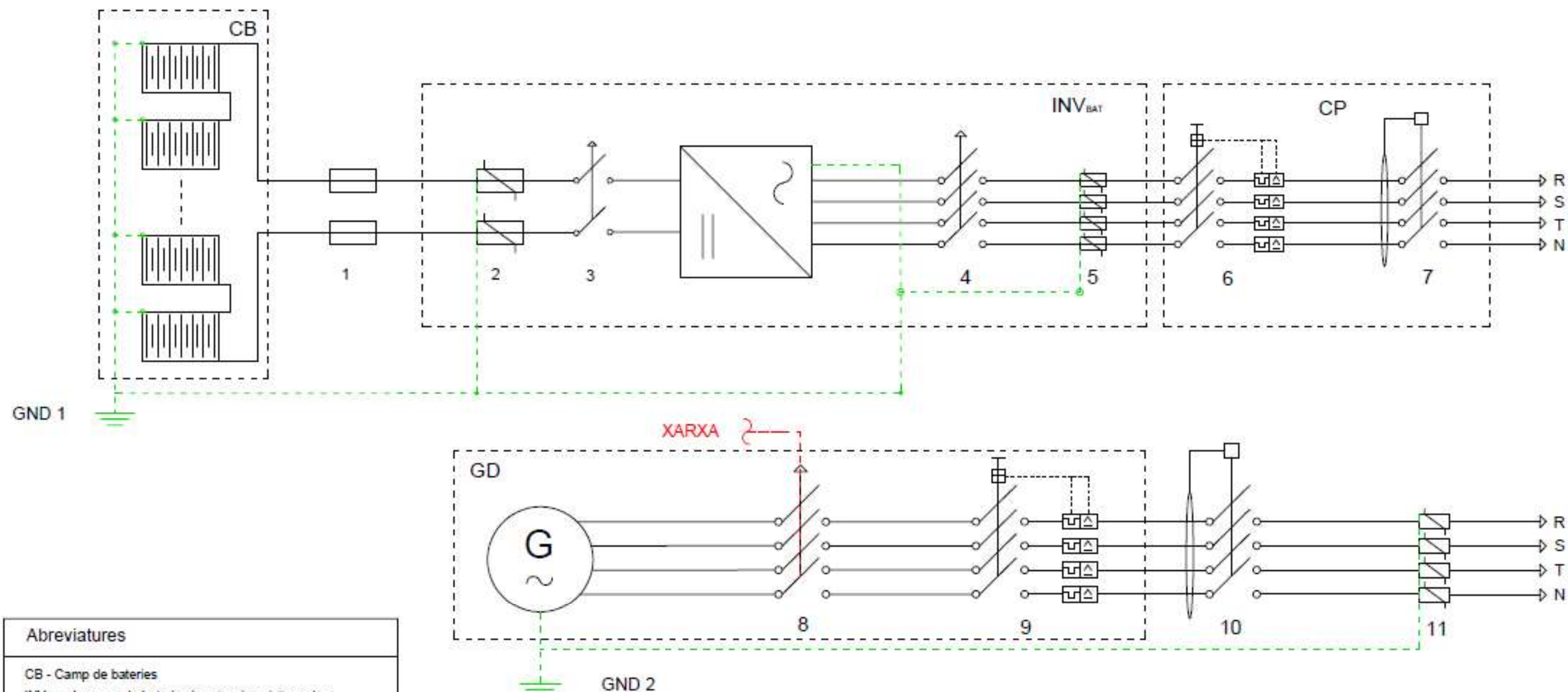
A la llegenda de cada plànol s'ha indicat els paràmetres elèctrics principals de cada component. En els casos en els que no queda especificat és a causa de que els elements venen integrats en altres components com pot ser el cas dels seccionadors en els inversors fotovoltaic i de bateries o els descarregadors de sobretensions de la caixa de connexions del camp fotovoltaic. Se suposa que els components, al escollir-los i estar dimensionats per l'aplicació a la qual es destinen, tindran les proteccions adequades.





Característiques del Camp Fotovoltaic - CF	Proteccions
22 mòduls en serie x 15 branques en paral·lel Nmòduls = 330 ud Pp = 103,9 kWp	1 - Fusible In=15A, U=1000V, PdC=30kA 2 - Varistor integrat a la CC 3 - Seccionador CC integrat a l'inversor 4 - Seccionador CA integrat a l'inversor 5 - Descarregador de sobretensions integrat a l'inversor 6 - Interruptor magnetotèrmic 4p, I=200 A, PdC=40 kA 7 - Interruptor diferencial 4p, classe AC, I=200 A, IΔn=300 mA
Característiques STC mòduls fotovoltaics	Abreviaturs
Pp = 315 Wp Isc = 10 A Impp = 9,46 A Vsc = 40,50 V Vmpp = 33,33 V	CC - Caixa de connexions del camp fotovoltaic INV - Inversor fotovoltaic i proteccions incloses CP - Caixa de proteccions GND 1 - Posta a terra dissenyada
Característiques de l'Inversor - INV_FV	
Pca = 100 kW Pfv = 105 kW/120 kW Ica = 145 A ICC = 173 A Vca = 3x400 V Vccmàx = 1000 V VmppT = 590/850 V	

Plànol n° : 2/3	Escala: N/A	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA BARCELONATECH	UPC - EEBE
Dibuixat per: Pol Guil Llopart Data: 10-05-19	TREBALL FI DE GRAU - GRAU EN ENGINYERIA ELÈCTRICA		
Comprovat per: Robert Piqué Lopez Data: 29-05-19	TÍTOL DEL PROJECTE: MICROXARXA D'ALIMENTACIÓ HÍBRIDA, AMB SUPORT FOTOVOLTAIC I GENERACIÓ DIÈSEL, PER A INSTAL·LACIONS D'US PÚBLIC AMB XARXA ELÈCTRICA FEBLE		
Convocatòria: Juny 2019	NOM DEL PLÀNOL: INSTAL·LACIÓ FOTOVOLTAICA, INVERSOR I PROTECCIONS		



Abreviatures

CB - Camp de bateries
 INV_{BAT} - Inversor de bateries i proteccions integrades
 CP - Caixa de proteccions
 GND 1 - Posta a terra dissenyada
 GD - Generador dièsel
 GND 2 - Posta a terra existent

Característiques bateries

70 bateries en serie x 1 braca en paral·lel
 $V_n = 6 \text{ V}$
 $C_{100} = 330 \text{ Ah}$ $C_5 = 220 \text{ Ah}$

Característiques de l'inversor - INV_{BAT}

$P_{CA} = 30 \text{ kW}$ $P_{IV} = 105 \text{ kW}/120 \text{ kW}$
 $I_{CA} = 44 \text{ A}$ $I_{CC} = 103 \text{ A}$
 $V_{CA} = 380/400 \text{ V}$ $V_{CCmax} = 880 \text{ V}$ $V_{BAT} = 300/720 \text{ V}$

Característiques de Generador dièsel - GD

$P_{PRP} = 103,8 \text{ kW}$ $P_{LTP} = 114,4 \text{ kW}$
 $V_{CA} = 400/230 \text{ V}$ $I_{LTP} = 208,65 \text{ A}$
 $f_{dp} = 0,8$

Proteccions Camp de Bateries

- 1 - Fusible $I_n = 100 \text{ A}$, $U_{max} = 440 \text{ V}$, $P_d C = 30 \text{ kA}$
- 2 - Varistor integrat a l'inversor
- 3 - Seccionador CC integrat a l'inversor
- 4 - Seccionador CA integrat a l'inversor
- 5 - Descarregador de sobretensions integrat a l'inversor
- 6 - Interruptor magnetotèrmic 4p, $I = 50 \text{ A}$, $P_d C = 15 \text{ kA}$
- 7 - Interruptor diferencial 4p, classe AC, $I = 63 \text{ A}$, $I_{\Delta n} = 300 \text{ mA}$

Proteccions Generador Dièsel

- 8 - Seccionador CA automàtic integrat al generador
- 9 - Interruptor magnetotèrmic integrat al generador
- 10 - Interruptor diferencial 4p, classe AC, $I = 250 \text{ A}$, $I_{\Delta n} = 300 \text{ mA}$
- 11 - Descarregador de sobretensions $I_{mb} = 60 \text{ kA}$, $I_n = 30 \text{ kA}$

Plànol nº : 3/3	Escala: N/A	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA BARGELONATECH	UPC - EEBE
Dibuixat per: Pol Guiu Llopart Data: 12-05-19	TREBALL FI DE GRAU - GRAU EN ENGINYERIA ELÈCTRICA		
Comprovat per: Robert Piqué Lopez Data: 29-05-19	TÍTOL DEL PROJECTE: MICROXARXA D'ALIMENTACIÓ HÍBRIDA, AMB SUPORT FOTOVOLTAIC I GENERACIÓ DIÈSEL, PER A INSTAL·LACIONS D'ÚS PÚBLIC AMB XARXA ELÈCTRICA FEBLE		
Convocatòria: Juny 2019	NOM DEL PLÀNOL: INSTAL·LACIÓ DEL CAMP DE BATERIES AMB INVERSOR I DEL GENERADOR DIÈSEL I PROTECCIONS		

TREBALL FI DE GRAU

Grau en Enginyeria Elèctrica

**MICROXARXA D'ALIMENTACIÓ HÍBRIDA, AMB SUPORT
FOTOVOLTAIC I GENERACIÓ DIÈSEL, PER A INSTAL·LACIONS
D'ÚS PÚBLIC AMB XARXA ELÈCTRICA FEBLE**



Volum II:

Pressupost

Autor: Pol Guiu Llopart
Director: Robert Piqué Lopez
Convocatòria: Juny 2019





Aquesta obra està sota una llicència 3.0 Espanya de Creative Commons del tipus
Reconeixement - No comercial - Sense obres derivades

Per a veure una còpia d'aquesta llicència visiti
<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/es/> o envii una carta a Creative Commons, 559 Nathan Abbott Way, Stanford, California 94305, USA o a Creative Commons, 543 Howard Street, 5th Floor, San Francisco, California, 94105, USA.

Vostè és lliure de copiar, distribuir i comunicar públicament l'obra sota les condicions següents:

- **Reconeixement.** Heu de reconèixer els crèdits de l'obra de la manera especificada per l'autor o el llicenciador (però no d'una manera que suggereixi que us donen suport o rebeu suport per l'ús que feu l'obra).
- **No comercial.** No podeu utilitzar aquesta obra per a finalitats comercials.
- **Sense obres derivades.** No podeu alterar, transformar o generar una obra derivada d'aquesta obra.

Al reutilitzar o distribuir l'obra s'han de deixar ben clars els termes de la seva llicència.

Índex

1.	COSTOS DEL PROJECTE	103
1.1.	Costos directes	103
1.2.	Costos indirectes	104
1.3.	Costos totals	105



1. Costos del projecte

En el present Volum II del projecte amb títol, *Microxarxa d'alimentació híbrida, amb suport fotovoltaic i generació dièsel, per instal·lacions d'ús públic amb xarxa elèctrica feble*, s'analitzaran els costos associats a la realització d'aquest, fent referència a la feina d'enginyeria que ha comportat la seva realització i als costos dels programes requerits pel seu correcte desenvolupament.

Es diferencien dues tipologies de costos, els costos vinculats a les tasques d'investigació i d'enginyeria, anomenats costos directes, i els costos indirectes, relacionats amb les eines utilitzades pel desenvolupament d'aquestes feines.

1.1. Costos directes

En aquest bloc es tenen en compte les hores dedicades a la realització de les tasques d'investigació i documentació, elaboració del mètode estàndard de disseny i aplicació d'aquest mètode, així com totes les feines realitzades en el transcurs del projecte. També es comptabilitzaran les hores dedicades al desenvolupament de l'eina Excel i als plànols esquemàtics de la instal·lació. En resum, es tindran en compte les hores destinades al desenvolupament del Treball Fi de Grau i s'aplicarà un cost per hora específic a cada tipologia de tasca desenvolupada.

El cost associat a cada tasca es dona en funció del grau d'importància, en el context del projecte, que tingui cada una de les feines desenvolupades i d'una aproximació al salari que tindria l'encarregat de dur-la a terme en el món laboral. A la taula 1.1 es poden observar els temps desglossats en funció de les diferents tasques i el cost assignat a cada una.

Taula 1.1. Costos directes

Objecte	Cost (€/h)	Temps dedicat (h)	Total (€)
<i>Investigació i documentació</i>	7	80	560
<i>Redactat de la memòria</i>	7	100	700
<i>Desenvolupament del mètode</i>	25	130	3.250
<i>Disseny de la microxarxa</i>	25	200	5.000
<i>Desenvolupament de l'eina digital (Excel)</i>	25	100	2.500
<i>Delineant (elaboració de plànols)</i>	15	40	600
Total		650	12.610

El temps específic dedicat a cada feina és aproximat, ja que les tasques són complementaries les unes amb les altres i ha estat inevitable realitzar-les al mateix temps. Per exemple, en la realització del Treball, durant l'etapa d'investigació es va iniciar l'etapa de redactat de la memòria, i durant el disseny de la microxarxa es va anar desenvolupant l'eina digital. No obstant això, el temps total dedicat al projecte s'aproxima molt al definit a la taula.

Així doncs, les hores dedicades al Treball Fi de Grau han estat aproximadament 650 amb un cost associat de 12.610 euros, tenint en compte que un becari comporta un cost empresarial aproximat de 7 €/h, un enginyer junior un cost de 25 €/h i un delineant un cost de 15 €/h.

1.2. Costos indirectes

Són els costos derivats dels complements necessaris per la realització de les tasques definides a la taula 1.1. Per la realització d'aquestes feines s'ha fet ús de diferents programes informàtics, les llicències dels quals tenen un cost determinat.

En aquest cas s'han utilitzat diverses eines del programari d'Office 2013, s'ha utilitzat el programa AutoCAD per la realització dels plànols i, tot i que no se'n fa referència, es va fer un primer estudi mitjançant el programa Homer, específic pel disseny de microxarxes de generació híbrida.

A més, com a bibliografia, tal i com s'indica a l'apartat corresponent del Volum I, s'han consultat el *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*, i el llibre *Radiación solar y su aprovechamiento energético*, els quals tenen un cost associat.

Els costos indirectes desglossats es mostren a la taula 1.2 adjuntada a continuació:

Taula 1.2. Costos indirectes

Objecte	Cost (€)
<i>Llicència Office 2013</i>	157,00
<i>Llicència AutoCAD</i>	1064,80
<i>Llicència Homer</i>	65,00
<i>Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión</i>	19,00
<i>Radiación solar y su aprovechamiento energético</i>	18,09
Total	1.323,89

Els costos indirectes sumen un import total de 1.323,89 euros, tenint en compte que el cost de la llicència dels programes Homer i AutoCAD s'han adquirit pels períodes d'un mes i de quatre mesos respectivament i que la llicència Office 2013 inclou les eines de Word i Excel utilitzades.

1.3. Costos totals

Els costos totals destinats a la realització del Treball Fi de Grau, amb títol *Microxarxa d'alimentació híbrida, amb suport fotovoltaic i generació dièsel, per instal·lacions d'ús públic amb xarxa elèctrica feble*, s'exposen a la taula 1.3.

Taula 1.3. Costos totals

Objecte	Cost (€)
<i>Costos directes d'excussió</i>	12.610
<i>Costos indirectes</i>	1.323,89
Total	13.933,89

Els costos calculats en aquest volum del document són els aplicats per a la realització del pressupost del Volum I, concretament a la partida de realització de la memòria i disseny de la instal·lació.

